Office national de l'énergie

National Energy Board

Le marché du **gaz naturel** des Maritimes

Vue d'ensemble *et* **é**valuation

Évaluation du marché de l'énergie • juin 2003

Office national de l'énergie

National Energy Board

Le marché du **gaz naturel** des Maritimes

Vue d'ensemble *et* **é**valuation

Évaluation du marché de l'énergie • juin 2003

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2003

N° de cat. NE23-108/2003F
ISBN 0-662-88985-1

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
~~444~~, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5503
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265

Des exemplaies sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office :
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2003

Cat. No. NE23-108/2003E
ISBN 0-662-34145-7

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
~~444~~ Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5503
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

TABLE DES MATIÈRES

Système métrique au système impérial iii

Avant-propos iv

1. Constatations et conclusions 1

2. Introduction - Naissance du secteur du gaz naturel dans les provinces Maritimes 4
- 2.1 Procédures d'approbation des exportations de gaz naturel appliquées par l'ONÉ 6
- 2.2 Contexte - Demande formulée par la province du Nouveau-Brunswick 7

3. Développement du marché du gaz naturel des Maritimes 9
- 3.1 Approvisionnement extracôtier néo-écossais 9
  - 3.1.1 Mise en valeur du bassin Néo-Écossais 10
  - 3.1.2 Approvisionnement côtier 12
  - 3.1.3 Activités de développement de l'approvisionnement extracôtier 13
- 3.2 Transport 14
  - 3.2.1 Développement de l'infrastructure de transport 14
  - 3.2.2 Contrats de transport et utilisation 15
  - 3.2.3 Agrandissement du réseau de M&NP 17
- 3.3 Prix du gaz naturel 18
  - 3.3.1 Lien entre les prix du pétrole, du gaz naturel et de l'électricité 19
  - 3.3.2 Volatilité des prix du gaz naturel 19
  - 3.3.3 Détermination du prix et information 20
  - 3.3.4 Prix du gaz naturel dans les Maritimes 21

4. Marchés du gaz naturel des Maritimes 24
- 4.1 Nouveau-Brunswick 24
  - 4.1.1 Aperçu de la situation énergétique 24
  - 4.1.2 Marché du gaz naturel 25
  - 4.1.3 Évolution du marché 28
- 4.2 Nouvelle-Écosse 29
  - 4.2.1 Aperçu de la situation énergétique 29
  - 4.2.2 Marché du gaz naturel 30
  - 4.2.3 Évolution du marché 31
- 4.3 Île-du-Prince-Édouard 34
  - 4.3.1 Aperçu de la situation énergétique 34
  - 4.3.2 Évolution du marché 34

5. Enjeux du marché du gaz naturel des Maritimes 39
- 5.1 Développement du marché du gaz naturel dans les Maritimes 39
- 5.2 Retombées économiques 46

Glossaire 48

FIGURES

2.1	Réseau de M&NP dans les provinces Maritimes du Canada	5
2.2	Exportations de gaz naturel par type	7
3.1	Bassins et groupes de zones d'exploration au large de la Nouvelle-Écosse	10
3.2	Production mensuelle de gaz brut de l'île de Sable	11
3.3	Installations de Deep Panuke proposées	12
3.4	Volumes garantis réservés par contrat sur le réseau de M&NP	17
3.5	Débit mensuel moyen de M&NP - Janvier 2000 à décembre 2002	17
3.6	Comparaison entre les prix du gaz naturel et du mazout n° 6 à New York	20
3.7	Carrefours d'échanges en Amérique du Nord	21
3.8	Comparaison entre les prix d'exportation du gaz naturel extracôtier néo-écossais et les prix aux points d'établissement aux États-Unis	23
4.1.1	Consommation d'énergie au Nouveau-Brunswick en 2001	24
4.1.2	Répartition des combustibles chez les utilisateurs finals au Nouveau-Brunswick en 2001	24
4.1.3	Répartition des combustibles – Secteurs rés./comm./ind. au Nouveau-Brunswick en 2001	25
4.2.1	Consommation d'énergie en Nouvelle-Écosse en 2001	29
4.2.2	Répartition des combustibles chez les utilisateurs finals en Nouvelle-Écosse en 2001	30
4.2.3	Répartition des combustibles – Secteurs rés./comm./ind. en Nouvelle-Écosse en 2001	30
4.2.4	Territoire de la concession accordée à Heritage Gas	32
4.3.1	Consommation d'énergie à l'Î.-P.-É. en 2001	34
4.3.2	Répartition des combustibles chez les utilisateurs finals de l'Î.-P.-É. en 2001	34
4.3.3	Répartition des combustibles – Secteurs rés./comm./ind. de l'Î.-P.-É. en 2001	35
4.3.4	Carte de l'Île-du-Prince-Édouard	37

ANNEXES

1.	Liste des parties consultées	52

SYSTÈME MÉTRIQUE AU SYSTÈME IMPÉRIAL

Unités métriques	*Unités impériales équivalentes*
1 mètre cube de gaz naturel	= 35,301 01 pieds cubes (14,73 lb/po^2 (abs.) et 60 °F)
1 gigajoule (GJ)	= environ 0,95 million de Btu, ou 0,95 millier de pieds cubes de gaz naturel à 1 000 Btu/pi^3

UNITÉS

Préfixe	*Facteur de multiplication*
10^{3}pi^3	= millier de pieds cubes
10^{6}pi^3	= million de pieds cubes
10^{9}pi^3	= milliard de pieds cubes
10^{12}pi^3	= billion de pieds cubes
10^{3}pi^3/j	= millier de pieds cubes par jour
10^{6}pi^3/j	= million de pieds cubes par jour
10^{9}pi^3/j	= milliard de pieds cubes par jour
GJ	= gigajoule (10^9 joules)
PJ	= pétajoule (10^{15} joules)

AVANT-PROPOS

L'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) assure, dans le cadre de son mandat de réglementation, une surveillance constante de l'offre de produits énergétiques au Canada (l'électricité, le pétrole, le gaz naturel et leurs sous-produits), ainsi que de la demande de produits énergétiques canadiens sur le marché intérieur et les marchés d'exportation.

En 1987, l'Office a adopté la méthode axée sur les conditions du marché (MACM) pour évaluer les demandes de licences d'exportation de gaz naturel à long terme. La MACM se fonde sur le principe que le fonctionnement du marché permettra généralement de répondre aux besoins en gaz naturel au Canada à des conditions, y compris au prix, comparables à celles du marché d'exportation.

La MACM comporte deux volets : les audiences publiques et la surveillance. En ce qui concerne ce dernier, l'ONÉ évalue régulièrement les marchés énergétiques canadiens et publie des rapports intitulés *L'énergie au Canada – offre et demande* et *Évaluation du marché de l'énergie* (ÉME).

La présente ÉME, intitulée *Le marché du gaz naturel des Maritimes : vue d'ensemble et évaluation*, examine le développement et le fonctionnement du marché du gaz naturel des Maritimes en plus de présenter un tour d'horizon des enjeux confrontant ce marché.

Pour la préparation de ce rapport, de nombreuses rencontres et plusieurs entretiens ont eu lieu avec un échantillon représentatif d'intervenants de l'industrie du gaz naturel, notamment des producteurs, des commercialisateurs, des représentants de sociétés pipelinières, des distributeurs locaux, des utilisateurs finals, des associations industrielles et des organismes gouvernementaux. L'Office est reconnaissant des renseignements et commentaires qui lui ont été communiqués.

Les parties qui le souhaitent peuvent utiliser les renseignements contenus dans le présent rapport pour les besoins de toute instance réglementaire. En pareil cas, les éléments introduits sont adoptés par la partie qui les présente et pourraient faire l'objet de questions adressées à la partie concernée.

CONSTATATIONS ET CONCLUSIONS

Ce rapport a deux objectifs :

1) fournir une évaluation du fonctionnement du marché du gaz naturel des Maritimes;

2) fournir une étude objective des questions auxquelles ce marché est confronté.

L'Office est d'avis que le marché du gaz naturel des Maritimes a permis raisonnablement bien de répondre aux besoins actuels des utilisateurs d'énergie dans le marché canadien. Le marché des Maritimes présente toutefois plusieurs caractéristiques qui sont autant de défis à relever pour les acheteurs canadiens, mais non en règle générale pour les acheteurs étrangers.

Environ 20 % de la production néo-écossaise est consommée dans les Maritimes et le reste est exporté aux États-Unis. Bien que certains se demandent pourquoi la consommation de gaz n'est pas plus élevée dans les Maritimes, divers facteurs permettent de supposer que le marché fonctionne à l'avantage des Canadiens.

- Les utilisateurs d'énergie des Maritimes ont accès à une gamme diversifiée de combustibles à des prix compétitifs, et le gaz naturel doit faire concurrence à des sources d'énergie bien établies. Si les utilisateurs d'énergie ont accès au gaz naturel, mais ont décidé d'utiliser d'autres combustibles, c'est que, de leur point de vue, compte tenu du prix, des coûts de conversion et de la logistique inhérents à l'utilisation du gaz naturel, ces combustibles répondent mieux à leurs besoins que le gaz naturel.

- Les Maritimes ont bénéficié de l'implantation et du développement de l'industrie de gaz naturel. La production, le transport et la vente de gaz naturel procurent des redevances et des recettes fiscales aux gouvernements locaux, et des emplois à la population. Le secteur des hydrocarbures - et ses investissements connexes dans des systèmes de distribution et des installations industrielles - a couvert plus de 70 % de l'investissement de la région au cours des cinq dernières années.

- L'exportation a constitué le grand marché d'ancrage qui était nécessaire pour soutenir la mise en valeur des réserves extracôtières et sans lequel les Maritimes n'auraient pas, à l'heure actuelle, accès au gaz naturel extracôtier. Les producteurs doivent être certains qu'ils pourront vendre le gaz naturel qu'ils extraient, et le marché à l'exportation leur donne cette certitude. En outre, la possibilité de revendre du gaz naturel à l'exportation permet aux acheteurs sur le marché canadien de gérer leurs contrats d'achat et de transport. Si cette possibilité n'existait pas, le risque de conclure de tels contrats à long terme rendrait probablement non économique l'achat de gaz naturel. La souplesse commerciale que procure un accès rapide aux marchés d'exportation est renforcée par les procédures d'approbation de l'Office, en vertu desquelles aucune restriction ne s'applique à l'approvisionnement à court terme de ces marchés.

- La croissance du marché canadien a été facilitée par des mesures comme la Politique sur les latéraux du réseau pipelinier de Maritimes & Northeast Pipeline Management Limited

(M&NP), qui a permis aux utilisateurs canadiens de bénéficier de tarifs de transport plus bas que si la tarification des latéraux n'avait pas été intégrée. Le marché canadien a également profité des escomptes que M&NP a consentis à ses clients de Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick.

Ces facteurs positifs mis à part, le marché du gaz naturel des Maritimes présente plusieurs caractéristiques porteuses, pour les acheteurs canadiens, de difficultés auxquelles ne sont pas généralement confrontés les acheteurs étrangers.

- Le fait que bon nombre des marchés des Maritimes sont relativement petits rend leur desserte moins intéressante sur le plan économique. Le recours au gaz naturel est le plus rentable lorsque l'acheteur et, dans une moindre mesure, le vendeur peuvent tirer avantage d'économies d'échelle. La petitesse du marché que constituent les Maritimes complique la tâche des promoteurs de projet qui souhaiteraient ouvrir de nouveaux marchés, particulièrement si cela requiert la construction de pipelines.
- Les Maritimes n'étant dotées d'aucune capacité de stockage, il y est plus difficile de gérer les contrats d'achat et de transport. Par exemple, il peut s'avérer compliqué de trouver, à bref préavis, des approvisionnements de gaz naturel additionnels sans que cela implique un réapprovisionnement sur le marché de Boston. Dans des cas semblables, le vendeur cherche à se faire indemniser des frais de transport encourus au titre de capacité réservée sur le pipeline reliant la Nouvelle-Angleterre. Dans certaines circonstances, les consommateurs canadiens peuvent considérer que payer un prix incluant des frais de transport vers les États-Unis n'est pas équitable. Toutefois, un tel procédé ne constitue pas nécessairement de la discrimination indue; plus exactement, on peut comprendre que dans une économie de marché, un vendeur cherche à recouvrer la part des coûts de transport qu'il a assumée pour remplir ses engagements et qui ne peut être réduite autrement. S'il existait une capacité de stockage, le problème serait circonscrit, sinon réglé puisqu'il y aurait évidemment des frais liés aux services de stockage.
- Le marché du gaz des Maritimes manque de liquidité. Dans d'autres marchés, comme l'Alberta ou l'Ontario, le degré élevé de liquidité est favorable à une meilleure détermination des prix et permet mieux aux intervenants d'apporter rapidement des ajustements à leurs opérations de gestion du gaz et de mettre en application diverses stratégies de couverture. Ce manque de liquidité n'est pas le résultat d'un comportement inapproprié de la part d'un ou de plusieurs intervenants - c'est tout simplement une caractéristique de ce marché. Cependant, le manque de liquidité est source de problèmes de gestion pour les utilisateurs de gaz canadien.

Même si ces facteurs sont autant de défis particuliers auxquels sont confrontés les acheteurs canadiens, ils sont la marque normale d'un marché en développement, caractérisé par des agglomérations relativement petites. Le marché du gaz des Maritimes fonctionne aussi bien que l'on pourrait s'y attendre, étant donné ses particularités géographiques, et le stade précoce de son développement.

Pour ce qui est de l'avenir, la question la plus importante qui se pose est l'incertitude qui entoure le choix du moment où l'on mettra en valeur d'autres sources d'approvisionnement. La plupart des observateurs du marché estiment qu'il y aura d'autres approvisionnements provenant de la découverte et de la mise en valeur de gaz naturel extracôtier, mais le calendrier de ces activités de développement est loin d'être arrêté. Les analyses, aussi nombreuses soient-elles, ne peuvent dissiper cette incertitude - elle ne le sera que lorsque l'industrie trouvera des réserves rentables à exploiter, compte tenu de l'état du marché tel qu'elle le perçoit.

Pour les producteurs de gaz naturel, l'exploration recèle un risque considérable, et ils ont noté que le délai d'approbation de leurs projets étant, de leur point de vue, trop long, la période précédant le moment où ils peuvent recouvrer leurs dépenses d'exploration se prolonge d'autant. Manifestement, les producteurs de gaz naturel doivent être convaincus que la conjonction entre le potentiel géologique et un cadre d'exploitation prévisible est intéressante pour qu'ils continuent à investir de grosses sommes d'argent dans l'exploration des bassins extracôtiers de la Nouvelle-Écosse.

Même si l'Office est d'avis que le marché du gaz naturel des Maritimes compte tenu de ses caractéristiques, fonctionne aussi bien que l'on pourrait raisonnablement s'y attendre, il continuera d'en surveiller l'évolution, pour assurer que les vendeurs de gaz négocient de bonne foi avec les acheteurs canadiens et que les Canadiens ont accès au gaz extracôtier néo-écossais à des conditions semblables à celles qui sont offertes aux acheteurs étrangers, y compris en ce qui concerne le prix.

INTRODUCTION - NAISSANCE DU SECTEUR DU GAZ NATUREL DANS LES PROVINCES MARITIMES

Lorsque des employés du réseau de Maritimes and Northeast Pipeline (M&NP) ont ouvert une vanne au cours de la nuit du 31 décembre 1999, cet acte a marqué le début de l'exploitation commerciale du gaz naturel provenant des champs extracôtiers néo-écossais. C'était un moment historique pour le secteur énergétique des Maritimes et d'ailleurs, pour tout le secteur énergétique canadien. Pour la première fois, on exploitait une source importante de gaz naturel autre que le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC).

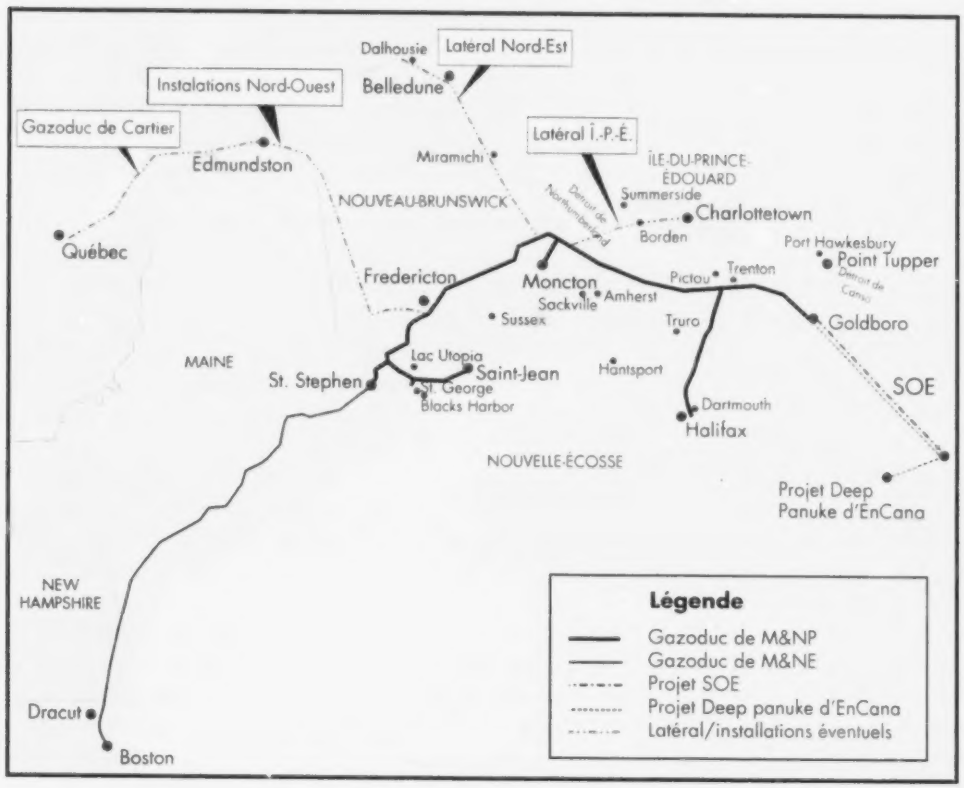
Le réseau de M&NP transporte du gaz naturel provenant du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (projet de Sable Offshore Energy Inc. ou projet SOE), qui est actuellement le seul projet en exploitation dans le bassin extracôtier néo-écossais (figure 2.1). Le lancement du projet SOE a été l'aboutissement de nombreuses années d'exploration extracôtière, le premier tir sismique ayant eu lieu en 1959 et le premier forage de puits en 1967. Au cours de toutes ces années, on a vu se succéder des périodes où l'optimisme était à son comble et où l'on croyait à l'envol des activités extracôtières et à l'essor de l'économie des Maritimes, et des moments où les plans étaient annulés et les projets remis à plus tard. Ainsi donc, au bout de 40 années d'espoirs et de déceptions, le démarrage du projet SOE marquait enfin l'entrée en activité du secteur du gaz naturel extracôtier. On espérait fermement que les Maritimes tireraient de grands avantages de l'accès au gaz naturel, ainsi que des emplois et des dépenses résultant de sa mise en valeur.

Aujourd'hui, plus de trois ans après le lancement du projet SOE, M&NP a construit des installations raccordant sa canalisation principale à Halifax et Point Tupper, en Nouvelle-Écosse, et à Saint John, Moncton et St. George au Nouveau-Brunswick. De plus, Enbridge Gas New Brunswick (EGNB) a construit des installations de distribution pour desservir Fredericton et Oromocto au Nouveau-Brunswick. Le gaz naturel est livré à une clientèle industrielle et à de grands producteurs d'énergie électrique en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick, ainsi qu'à des clients des secteurs résidentiel et commercial au Nouveau-Brunswick. Cependant, aucune livraison de gaz naturel n'a pu être faite à une clientèle résidentielle ou commerciale en Nouvelle-Écosse, étant donné que l'on n'a pas encore construit de réseau de distribution. Environ 80 % de la production de gaz issue du projet SOE est exportée.

Même si la clientèle industrielle et les producteurs d'énergie électrique utilisent du gaz naturel, pour la plupart des clients résidentiels des Maritimes, le lancement du projet SOE n'a pas modifié de façon significative la façon dont leurs besoins en énergie étaient satisfaits. Ce qui, naturellement, soulève plusieurs questions :

- Pourquoi n'a-t-on pas vu plus de consommateurs d'énergie des Maritimes commencer à utiliser du gaz naturel?
- Les consommateurs d'énergie des Maritimes ont-ils un accès équitable au gaz naturel?

Réseau de M&NP dans les provinces Maritimes du Canada



Est-ce que les producteurs et le tracé du pipeline favorisent la livraison de gaz aux États-Unis?

Ce rapport a deux objectifs :

1) fournir une évaluation du fonctionnement du marché du gaz naturel des Maritimes;
2) fournir une étude objective des questions auxquelles ce marché est confronté.

Le reste de ce chapitre décrit le contexte dans lequel on doit inscrire les procédures d'approbation que l'ONÉ applique aux exportations de gaz naturel ainsi que la demande formulée par la province du Nouveau-Brunswick qui a, en partie, motivé ce rapport. Le chapitre 3 donne un aperçu du développement des approvisionnements en gaz naturel, de l'aménagement de l'infrastructure pipelinière des Maritimes et de la formation des prix. Le chapitre 4 est consacré à une description du marché du gaz naturel tel qu'il existe aujourd'hui dans les provinces du Nouveau-Brunswick, de la Nouvelle-Écosse et de l'Île-du-Prince-Édouard. Enfin, au chapitre 5, on trouvera une évaluation du fonctionnement du marché des Maritimes, ainsi qu'une étude des questions et des enjeux que pose son développement.

Ce rapport traite principalement des marchés actuellement desservis par le pipeline de M&NP en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick, à quoi s'ajoutent certaines observations concernant les autres marchés des Maritimes que l'on envisage actuellement de desservir par le biais de ce pipeline avant la fin de la décennie en cours. Ces marchés comprennent la province de l'Île-du-Prince-Édouard et d'autres marchés éventuels, non raccordés actuellement, en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick.

Aux fins de l'évaluation, on entend par marché du gaz des Maritimes tout marché éventuel dans les provinces de la Nouvelle-Écosse, du Nouveau-Brunswick et de l'Île-du-Prince-Édouard, mais non à Terre-Neuve ni au Québec.

Ce rapport se fonde essentiellement sur des entretiens avec un groupe représentatif d'intervenants sur le marché du gaz naturel des Maritimes, notamment des producteurs, des commercialisateurs, des sociétés pipelinières, des distributeurs locaux, des utilisateurs finals, des associations industrielles et des organismes gouvernementaux (voir la liste à l'annexe 1). Ces entretiens ont eu lieu au cours d'une période de trois mois, au Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Écosse, dans l'Île-du-Prince-Édouard, au Québec, en Ontario et en Alberta.

2.1 Procédures d'approbation des exportations de gaz naturel appliquées par l'ONÉ

La *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la Loi) prescrit les responsabilités de l'Office concernant l'approbation des exportations de gaz naturel du Canada. La Loi établit une distinction entre les ordonnances d'exportation à court terme, qui autorisent l'exportation de quantités illimitées de gaz naturel pendant des périodes n'excédant pas deux ans, et les licences à long terme, qui s'appliquent à des périodes plus longues. Si un vendeur souhaite obtenir la permission d'exporter du gaz naturel pendant une période de plus de deux ans, il doit obtenir une licence de l'ONÉ[1].

L'approche adoptée à l'heure actuelle par l'Office pour réglementer les exportations de gaz naturel prend sa source dans l'Entente Canada-Alberta-Colombie-Britannique-Saskatchewan sur les marchés et les prix du gaz naturel, conclue en 1985. Les gouvernements concernés ont convenu que les producteurs de gaz naturel des provinces de l'Ouest devaient bénéficier de conditions d'accès au marché à l'exportation nettement améliorées et que l'Office devait modifier ses procédures d'évaluation des demandes de licence d'exportation, afin de les axer sur les principes régissant une économie de marché. L'entente stipulait également que les exportateurs devaient avoir la possibilité d'exporter des quantités illimitées de gaz naturel pendant des périodes de deux ans ou moins, sur délivrance d'ordonnances d'exportation à court terme dont l'objet était de faciliter la conclusion d'accords commerciaux à court terme en éliminant les processus réglementaires superflus. Les exportations étant dépendantes des caractéristiques de production des puits et de la capacité des pipelines, l'approbation d'exportations illimitées de gaz à court terme ne donnait aucune inquiétude.

En 1987, l'Office a adopté la Méthode axée sur les conditions du marché (MACM) pour évaluer les demandes de licence d'exportation de gaz naturel. La MACM comporte deux volets : des audiences publiques et des activités de surveillance. Dans le cadre des audiences publiques, les demandeurs de licence d'exportation sont tenus de démontrer que les Canadiens ont accès au gaz naturel à des conditions semblables à celles qui sont offertes au marché d'exportation, y compris en ce qui concerne le prix.

Méthode axée sur les conditions du marché

Les Canadiens ont la possibilité d'acheter du gaz naturel à des conditions semblables à celles qui sont offertes au marché d'exportation, y compris en ce qui concerne le prix.

Dans le cadre des activités de surveillance qui font partie de la MACM, l'Office suit l'évolution du marché canadien du gaz naturel pour s'assurer que ce marché fonctionne comme prévu, c'est-à-dire que les principes d'une économie de marché sont respectés et que les Canadiens ont effectivement la possibilité

1 Une exception est prévue lorsque les exportations à long terme portent sur de très petites quantités, auquel cas une ordonnance à long terme peut être obtenue.

d'acheter du gaz naturel à des conditions semblables à celles qui sont offertes au marché d'exportation, y compris en ce qui concerne le prix.

Depuis le début des années 90, les exportateurs de gaz ont eu tendance à utiliser de plus en plus les ordonnances à court terme plutôt que les licences à long terme (figure 2-2). La dernière licence d'exportation délivrée par l'Office l'a été suite à une demande de Pétrolière Impériale Ressources Limitée portant sur l'exportation de 42,5 10^9 pi^3/j de gaz naturel provenant du projet SOE au profit de la Boston Gas Company. Cette licence a été délivrée en 1999 et doit arriver à terme le 31 mars 2007.

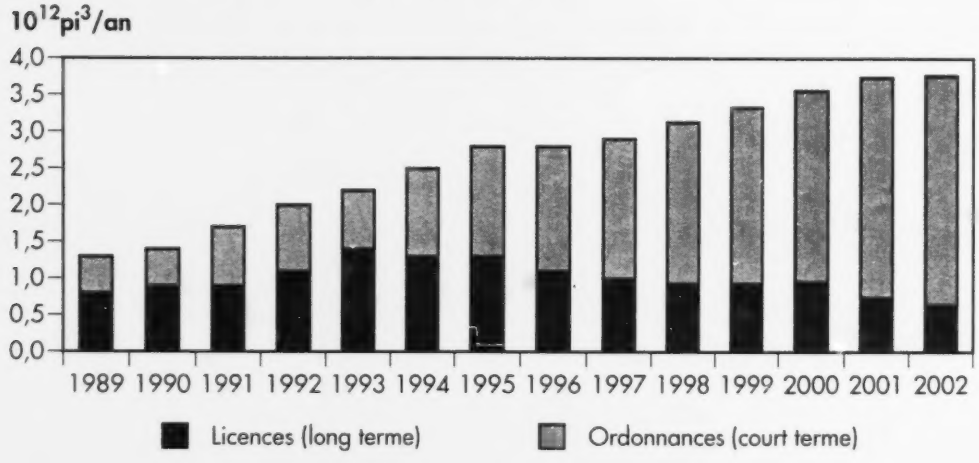
2.2 Contexte - Demande formulée par la province du Nouveau-Brunswick

En février 2002, la province du Nouveau-Brunswick (le Nouveau-Brunswick ou la province) a demandé à l'ONÉ de tenir une audience publique afin de fixer un jeu de règles spécifique qui s'appliquerait à l'exportation d'approvisionnements additionnels en gaz naturel extracôtier néo-écossais.[1]

Dans sa demande, le Nouveau-Brunswick a fait état de plusieurs préoccupations concernant le fonctionnement du marché du gaz naturel dans les provinces Maritimes. La province a souligné qu'il n'existait qu'un projet productif dans les Maritimes, de même que très peu de vendeurs et d'acheteurs et que par conséquent, le marché des Maritimes diffère du marché de l'Ouest canadien considérablement. La province a également fait remarquer que le Nouveau-Brunswick n'avait pas signé l'Entente Canada-Alberta-Colombie-Britannique-Saskatchewan sur les marchés et les prix du gaz naturel, à la suite de laquelle l'ONÉ a adopté la MACM. La province a ajouté qu'elle avait des raisons de croire que les producteurs ne négociaient pas de bonne foi avec les acheteurs de gaz du Nouveau-Brunswick et que, les exportateurs n'ayant pratiquement recours qu'à des ordonnances à court terme, il n'existait aucun mécanisme permettant aux acheteurs de gaz canadiens d'intervenir au cas où ils estimeraient être désavantagés.

FIGURE 2-2

Exportations de gaz naturel par type



1 La province a reconnu que le projet SOE avait été approuvé dans le cadre des règles existantes et, en conséquence, a proposé que les nouvelles règles ne s'appliquent qu'aux exportations additionnelles.

Pour toutes les raisons citées ci-dessus, la province a demandé à l'Office de tenir une audience, dans le but de fixer un jeu de règles spécifique s'appliquant à l'exportation d'approvisionnements additionnels en gaz naturel provenant de la Plate-forme Néo-Écossaise. La province a déclaré que l'objet de ces règles serait d'assurer que les acheteurs de gaz des Maritimes ont accès au gaz naturel produit au Canada à des conditions correspondant à la juste valeur du marché et donc, de parvenir au même résultat que la MACM est censée garantir en ce qui concerne le gaz produit dans l'Ouest canadien.

Une audience publique (MH-2-2002) a été tenue en juillet 2002, à Fredericton, pour considérer la demande du Nouveau-Brunswick. Dans sa décision, l'Office a refusé de mettre en application des procédures distinctes d'approbation des exportations pour le gaz naturel provenant de la Plate-forme Néo-Écossaise. L'Office a souligné qu'aucune preuve n'avait été produite à l'audience pour démontrer que les acheteurs de gaz des Maritimes n'avaient pas eu la possibilité d'acheter des approvisionnements de gaz extracôtier néo-écossais à des conditions semblables à celles offertes au marché d'exportation. L'Office a déclaré que l'intérêt public est le mieux servi lorsqu'on permet le libre jeu du marché avec un minimum d'intervention réglementaire, s'il n'y a pas d'indice clair d'un sérieux dysfonctionnement.

L'Office a déclaré que ...

l'intérêt public est le mieux servi lorsqu'on permet le libre jeu du marché avec un minimum d'intervention réglementaire, s'il n'y a pas d'indice clair d'un sérieux dysfonctionnement.

Toutefois, l'Office a également souligné que plusieurs caractéristiques uniques du marché du gaz des Maritimes sont sources de préoccupations. Par exemple, l'Office a indiqué qu'au moment où il rendait sa décision, un seul fournisseur était susceptible d'offrir des approvisionnements additionnels au cours des cinq prochaines années - EnCana Corporation (EnCana), qui exploite le champ gazier de Deep Panuke. En outre, la plupart des acheteurs de gaz des Maritimes ne sont pas dotés des brûleurs et des pipelines nécessaires, ce qui exige un investissement considérable qui ne peut être rentabilisé que si l'équipement est utilisé pendant de nombreuses années. Cependant, on prévoit que la production du projet Deep Panuke s'étale sur trois ans et demi environ avant de décliner, si bien qu'il est difficile pour EnCana de s'engager à fournir des approvisionnements en gaz à long terme. Outre ces considérations, le prolongement de la canalisation principale de M&NP vers des marchés existants, y compris les États-Unis, est une proposition plus intéressante, économiquement parlant, que la construction de nouveaux latéraux pour desservir de nouveaux marchés canadiens. Compte tenu de l'ensemble de ces facteurs, l'Office a constaté que : « les intervenants sur le marché en développement des Maritimes sont confrontés à de nombreux défis qui n'existent pas pour les acheteurs sur le marché mûr de l'exportation »[1].

L'Office a constaté que ...

les intervenants sur le marché en développement des Maritimes sont confrontés à de nombreux défis qui n'existent pas pour les acheteurs sur le marché mûr de l'exportation.

L'Office a décidé de ...

mobiliser une équipe chargée de surveiller le marché gazier des Maritimes et de faire rapport publiquement sur le fonctionnement de ce marché.

En conséquence, l'Office a décidé de mobiliser une équipe chargée de surveiller le marché gazier des Maritimes et de faire rapport publiquement sur le fonctionnement de ce marché, le premier de ces rapports devant être produit avant le 31 juillet 2003.

1 MH-2-2002 Motifs de décision, page 46.

DÉVELOPPEMENT DU MARCHÉ DU GAZ NATUREL DES MARITIMES

3.1 Approvisionnement extracôtier néo-écossais

On a fait d'importantes découvertes de gaz naturel dans trois grandes zones extracôtières de l'Est du Canada : au large de la Nouvelle-Écosse, au large du Labrador[1] et dans le bassin Jeanne d'Arc situé à l'est de St. John's (Terre-Neuve)[2]. Toutefois, il n'y a que dans des bassins au large de la Nouvelle-Écosse que l'on ait fait des découvertes importantes viables sur le plan commercial.

Le bassin Néo-Écossais comprend la Plate-forme Néo-Écossaise et les zones en eau profonde situées au-delà de la plate-forme sur le versant Néo-Écossais. Ce bassin peut être subdivisé en neuf entités géologiques. Deux de ces zones (Sable et Abenaki) regroupent la majorité des découvertes effectuées à ce jour (figure 3.1). Une vingtaine de champs gaziers ont été découverts dans le sous-bassin de l'île de Sable.

Depuis 1999, la partie du bassin Néo-Écossais située en eau plus profonde, au-delà de la Plate-forme Néo-Écossaise, et plus particulièrement la région en bordure du versant ascendant, où la profondeur de l'eau dépasse les 1 000 mètres, suscitent un intérêt considérable. On croit que la région en eau profonde est dominée par des zones à turbidite, qui ont constitué des cibles d'exploration de premier ordre dans d'autres régions du monde, car elles renferment généralement d'énormes ressources.

Les estimations relatives aux réserves qui ont été découvertes dans le sous-bassin de l'île de Sable varient entre 3,6 et 5,2 10^{12}pi^3. On estime que 4,8 10^{12}pi^3 de ressources non découvertes se trouvent dans ce sous-bassin[3].

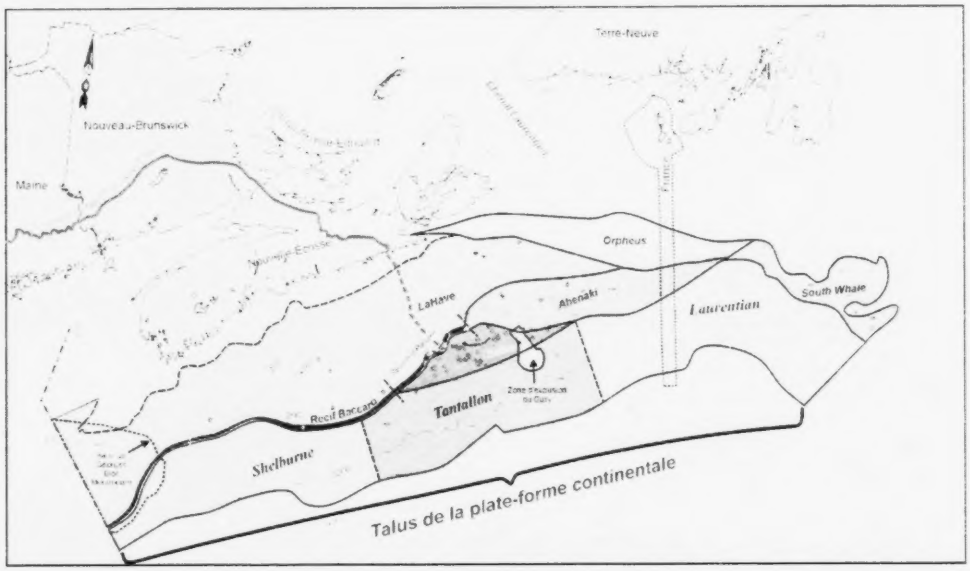
En octobre 2002, l'Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNHE) a publié un rapport intitulé *Hydrocarbon Potential of the Deep-water Scotian Slope*. Dans cette étude, l'OCNHE a estimé que les ressources de gaz non découvertes dans la partie du bassin Néo-Écossais située en eau profonde vont de 15 à 41 10^{12}pi^3. Ce document constitue la première évaluation publique du versant en eau profonde qui s'appuie sur les premières études géologiques, géophysiques et géochimiques qui ont été réalisées.

1 Dans la région située au large du Labrador, cinq champs gaziers renfermant des réserves commercialisables estimatives d'environ 4,6 10^{12}pi^3 ont été découverts. La plus importante découverte au large du Labrador est de loin le champ Bjarni, qui contient plus de la moitié des ressources découvertes dans la région.

2 Dans le bassin Jeanne d'Arc, les champs découverts sont principalement des champs de pétrole. Soixante-dix-neuf pour cent du gaz découvert est soit du gaz associé, soit du gaz dissous. Au total, on estime le gaz commercialisable à environ 3,9 10^{12}pi^3, les deux plus importantes accumulations (à Hibernia et à White Rose) représentant environ 66 % de cette estimation.

3 Comité canadien du potentiel gazier, 2001.

Bassins et groupes de zones d'exploration au large de la Nouvelle-Écosse



3.1.1 Mise en valeur du bassin Néo-Écossais

Jusqu'à maintenant, l'exploration et la mise en valeur du bassin Néo-Écossais peuvent se caractériser par trois cycles.

Au cours du premier cycle d'exploration important, de la fin des années 1960 à la fin des années 1970, 68 puits ont été forés, entraînant 5 découvertes de pétrole et de gaz dans le sous-bassin de l'île de Sable et une découverte de pétrole sur le récif Baccaro à Cohasset.

Le deuxième cycle d'exploration a débuté en 1979, avec la découverte de gaz Venture D-23 au large de la Nouvelle-Écosse, et s'est terminé en 1989. Au cours de cette période, 38 puits ont été forés, donnant lieu à 15 découvertes dans le sous-bassin de l'île de Sable et à une autre découverte de pétrole sur le récif Baccaro à Panuke.

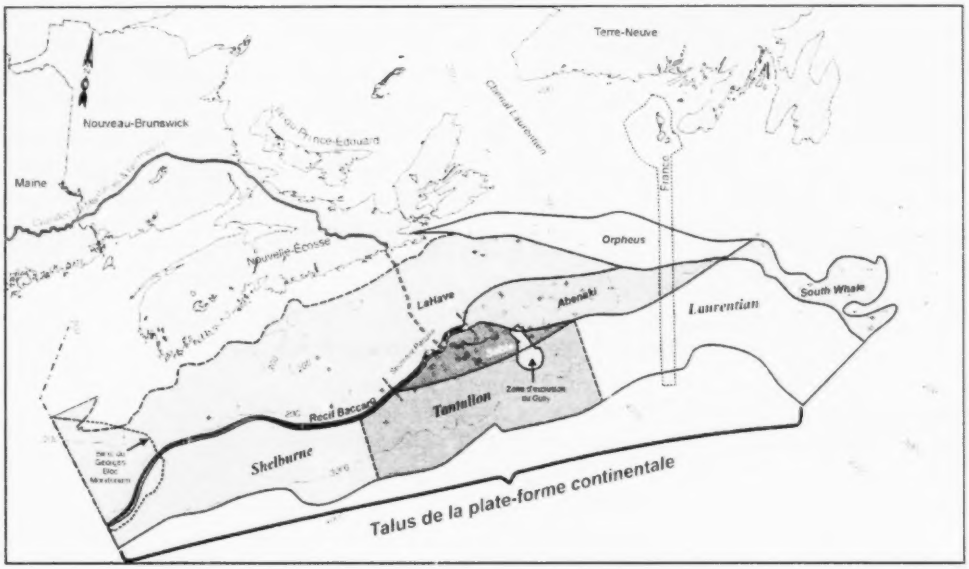
Le troisième cycle d'activités a commencé en 1990 avec la mise en valeur du champ pétrolifère Cohasset-Panuke et s'est poursuivi jusqu'au développement du projet SOE. En juin 1992, le champ Cohasset-Panuke pour la première fois a produit du pétrole commercial d'origine extracôtière au Canada. En décembre 1999, le projet SOE a procédé à sa première production de gaz et M&NP a reçu son premier approvisionnement de gaz naturel à livrer au marché.

Depuis le projet SOE, un certain nombre d'autres travaux d'exploration ont eu lieu dans le bassin Néo-Écossais. PanCanadian, maintenant appelée EnCana, a annoncé en 2000 qu'elle avait découvert du gaz à Deep Panuke.

En 2002, la société Marathon Oil (Marathon) a signalé qu'elle avait trouvé 100 pieds de zone de gaz net à son puits d'exploration en eau profonde Annapolis, situé à environ 350 km au sud-est de Halifax, faisant ainsi la première découverte en eau profonde de la Nouvelle-Écosse. Au cours de la même année, Chevron Canada Resources, Canadian Superior Energy Inc. (Canadian Superior) et EnCana ont foré des puits d'exploration qui ont par la suite été abandonnés. Cependant, Canadian Superior a

FIGURE 3-1

Bassins et groupes de zones d'exploration au large de la Nouvelle-Écosse



3.1.1 Mise en valeur du bassin Néo-Écossais

Jusqu'à maintenant, l'exploration et la mise en valeur du bassin Néo-Écossais peuvent se caractériser par trois cycles.

Au cours du premier cycle d'exploration important, de la fin des années 1960 à la fin des années 1970, 68 puits ont été forés, entraînant 5 découvertes de pétrole et de gaz dans le sous-bassin de l'île de Sable et une découverte de pétrole sur le récif Baccaro à Cohasset.

Le deuxième cycle d'exploration a débuté en 1979, avec la découverte de gaz Venture D-23 au large de la Nouvelle-Écosse, et s'est terminé en 1989. Au cours de cette période, 38 puits ont été forés, donnant lieu à 15 découvertes dans le sous-bassin de l'île de Sable et à une autre découverte de pétrole sur le récif Baccaro à Panuke.

Le troisième cycle d'activités a commencé en 1990 avec la mise en valeur du champ pétrolifère Cohasset-Panuke et s'est poursuivi jusqu'au développement du projet SOE. En juin 1992, le champ Cohasset-Panuke pour la première fois a produit du pétrole commercial d'origine extracôtière au Canada. En décembre 1999, le projet SOE a procédé à sa première production de gaz et M&NP a reçu son premier approvisionnement de gaz naturel à livrer au marché.

Depuis le projet SOE, un certain nombre d'autres travaux d'exploration ont eu lieu dans le bassin Néo-Écossais. PanCanadian, maintenant appelée EnCana, a annoncé en 2000 qu'elle avait découvert du gaz à Deep Panuke.

En 2002, la société Marathon Oil (Marathon) a signalé qu'elle avait trouvé 100 pieds de zone de gaz net à son puits d'exploration en eau profonde Annapolis, situé à environ 350 km au sud-est de Halifax, faisant ainsi la première découverte en eau profonde de la Nouvelle-Écosse. Au cours de la même année, Chevron Canada Resources, Canadian Superior Energy Inc. (Canadian Superior) et EnCana ont foré des puits d'exploration qui ont par la suite été abandonnés. Cependant, Canadian Superior a

trouvé un réservoir renfermant d'importantes quantités d'hydrocarbure et elle poursuivra probablement ses recherches dans cette zone.

Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (projet SOE)

Le projet SOE comprend six champs gaziers - Thebaud, Venture et North Triumph (premier volet) et Alma, South Venture et Glenelg (deuxième volet) - situés au sud-est de la Nouvelle-Écosse près de l'île de Sable, entre 10 et 40 kilomètres au nord du rebord de la Plate-forme Néo-Écossaise. Le projet comporte divers éléments, dont la plate-forme centrale de traitement Thebaud, les plates-formes satellites Venture et North Triumph, des pipelines reliant les champs, un pipeline relié à la terre, l'usine de traitement du gaz de Goldboro et l'usine de fractionnement des liquides de Point Tupper.

Les estimations disponibles relatives aux réserves découvertes dans les six champs du projet SOE varient entre 2,3 et 2,6 10^{12}pi^3, ce qui est inférieur aux estimations précédentes d'environ 3,5 10^{12}pi^3. La figure 3.2 illustre la production de gaz brut mensuelle à ce jour en provenance des champs du premier volet : Thebaud, Venture et North Triumph. Pour compenser la baisse récente de la production, les exploitants ont accéléré la mise en production planifiée des champs du deuxième volet. La plate-forme de production du champ Alma est maintenant en construction et elle devrait entrer en service d'ici la fin de 2003. Selon l'éventail actuel des estimations, les champs du deuxième volet - Alma, South Venture et Glenelg - devraient maintenir des niveaux de production historiques jusqu'en 2010 environ.

Deep Panuke

Le champ de gaz naturel Deep Panuke d'EnCana est situé à environ 175 km au sud-est de Goldboro sur la Plate-forme Néo-Écossaise, à environ 45 km au sud-ouest de la plate-forme Thebaud du projet SOE (figure 3.3). Selon les estimations, Deep Panuke renferme quelque 1 10^{12}pi^3 de réserves et la zone récifale de Baccaro contient des ressources non découvertes variant entre 3 et 9 10^{12}pi^3.

En mars 2002, EnCana a déposé des demandes auprès de l'OCNHE et de l'ONÉ en vue de la mise en valeur du champ Deep Panuke. M&NP a demandé en même temps à l'ONÉ d'autoriser l'agrandissement de son gazoduc existant pour qu'il puisse transporter jusqu'à 400 10^6pi^3/j (400 GJ/j) de gaz naturel depuis Deep Panuke à compter de 2006.

En novembre 2002, l'ONÉ a autorisé M&NP, sous réserve de certaines conditions, à construire les installations supplémentaires nécessaires pour transporter le gaz d'EnCana.

FIGURE 3.2

Production mensuelle de gaz brut de l'île de Sable

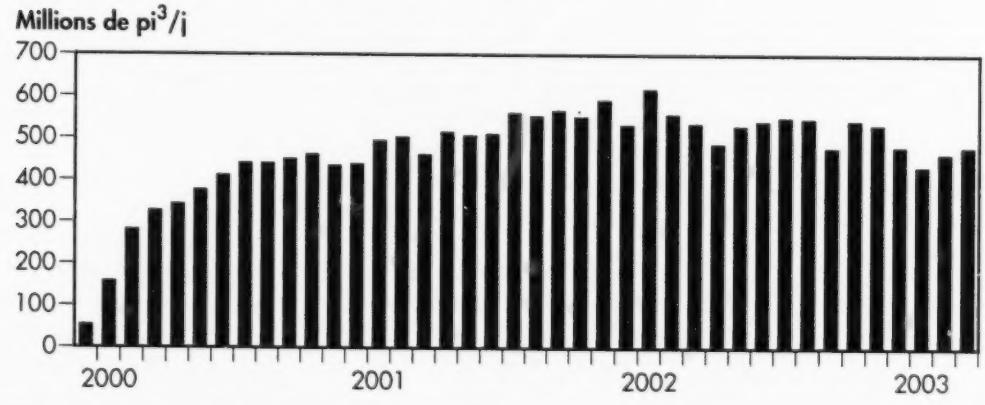
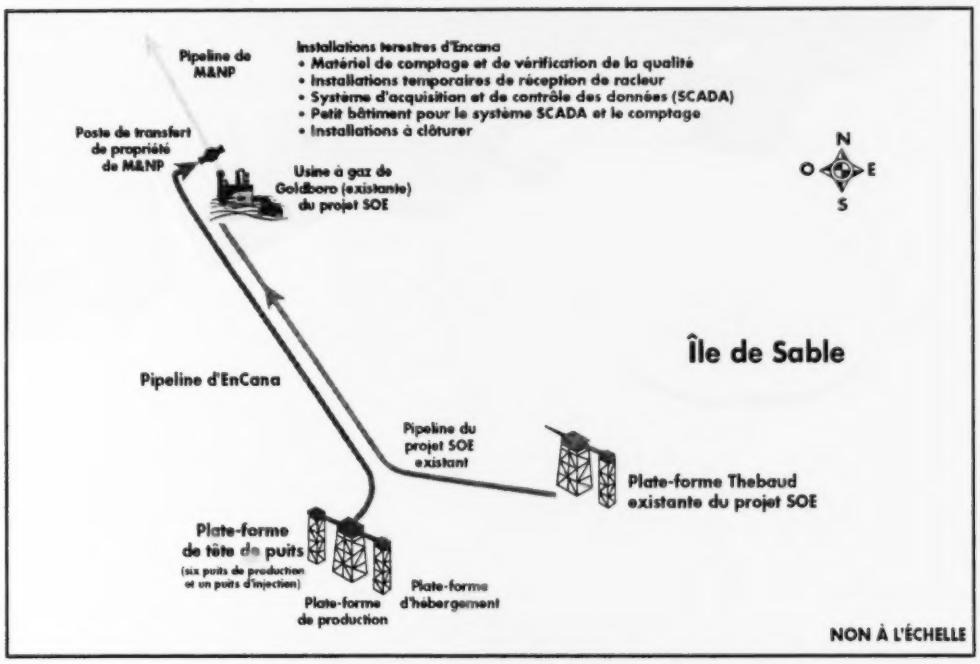


FIGURE 3.3

Installations de Deep Panuke proposées



L'OCNHE et l'ONÉ ont établi un processus conjoint de réglementation afin d'examiner la mise en valeur proposée de Deep Panuke (examen public de l'OCNHE et instance GH-4-2002 de l'ONÉ). L'examen réglementaire a débuté en janvier 2003 par des séances de consultation publique et l'audience devait débuter à la fin d'avril 2003.

Le 14 février 2003, EnCana a demandé à l'OCNHE et à l'ONÉ d'ajourner le processus de réglementation, déclarant qu'il lui fallait plus de temps pour améliorer le projet Deep Panuke, c'est-à-dire du temps pour comprendre les options qui s'offraient à elle, sur les plans notamment de l'amélioration de la conception et des aspects commerciaux, des forages supplémentaires et de l'évolution de la situation en matière de transport et de possibilités du marché. Ainsi, l'OCNHE a mis fin à son examen public de Deep Panuke et l'ONÉ a ajourné l'instance GH-4-2002.

Si EnCana réussit à mettre en valeur d'autres réserves grâce au programme de forage en eau peu profonde qu'elle propose dans le cadre du projet Deep Panuke, le bassin Néo-Écossais pourrait produire davantage de gaz dès 2007 ou 2008. Si elle échoue, la société peut envisager d'autres options relativement à la mise en valeur de ses réserves de Deep Panuke.

3.1.2 Approvisionnement côtier

Le développement du projet SOE et la construction du pipeline de M&NP ont ravivé l'intérêt à l'égard de l'exploration et de la mise en valeur du gaz naturel dans les Maritimes.

Au Nouveau-Brunswick, de petits gisements commerciaux côtiers ont produit du gaz pour les marchés locaux. Jusqu'en 1991, le gaz naturel provenant du champ Stoney Creek a approvisionné Hillsborough et certaines parties de Moncton. En 2002, les dépenses d'exploration dans la province ont totalisé 12 millions de dollars et deux puits d'exploration ont été forés. Cette année, Corridor

Resources Inc. a commencé à produire 2,3 10^6 pi³/j à partir du gisement découvert à McCully afin de répondre aux besoins d'une usine de potasse du Nouveau-Brunswick située à proximité.

En Nouvelle-Écosse, dix accords d'exploration côtière et une entente sur le gaz de houille ont été conclus. Quatre puits terrestres devraient être forés en l'espace d'un an. L'appel d'offres qui a récemment été lancé a entraîné des engagements à exécuter des travaux d'une valeur de plus de 10 millions de dollars au cours des deux ou trois prochaines années dans la zone côtière de la Nouvelle-Écosse.

Les activités d'exploration à l'Île-du-Prince-Édouard ont permis de déterminer l'existence probable de réservoirs d'hydrocarbures et de gaz naturel. Le potentiel de la province à cet égard n'a pas encore été entièrement évalué puisque seulement seize puits d'exploration et un puits de rentrée ont été forés dans la région. Actuellement, plus d'un million d'acres de terres font l'objet de permis délivrés à onze sociétés, dont les travaux d'exploration se situent à diverses étapes.

3.1.3 *Activités de développement de l'approvisionnement extracôtier*

Canadian Superior s'intéresse à deux pièges prospectifs de la Plate-forme Néo-Écossaise en eau peu profonde, Marquis et Mariner, situés respectivement au nord-ouest et au nord-est de l'île de Sable. La société entend forer son premier puits sur le projet Mariner au milieu de 2003.

Outre Deep Panuke, la prochaine grande augmentation de la production devrait provenir des découvertes potentielles en eau profonde. Les deux tiers environ des 57 permis d'exploration (comportant des engagements à exécuter des travaux d'une valeur approximative de 1,5 milliard de dollars) au large de la Nouvelle-Écosse visent la zone en eau profonde. Certains producteurs estiment que de huit à dix nouveaux puits d'exploration pourraient être forés entre 2003 et 2005.

EnCana, Pétrolière Impériale Resources (Pétrolière Impériale), Shell Canada Limitée (Shell) et Marathon projettent de forer des pièges prospectifs en eau profonde au cours de la prochaine année. Les forages commenceront plus tard cette année pour EnCana et la Pétrolière Impériale et en 2004 pour Shell et Marathon. Tous ces pièges prospectifs se situent à moins de 100 km environ de la plate-forme Thebaud du projet SOE.

Canadian Superior prévoit forer un puits d'exploration en 2004 à son projet en eau profonde Mayflower, dans le sous-bassin Shelburne situé dans la partie la plus à l'ouest du bassin Néo-Écossais, à environ 200 km au sud de la Nouvelle-Écosse et à plus de 500 km au sud-ouest de l'île de Sable.

En raison de perspectives divergentes relativement à l'établissement des prix et aux frais de mise en valeur, les producteurs diffèrent d'opinion sur la rentabilité des projets en eau profonde autonomes. Les estimations relatives à la mise en valeur d'un projet en eau profonde autonome commencent à aussi peu que 1,5 10^{12} pi³ pour aller jusqu'à 6 10^{12} pi³. Les découvertes moins importantes, c'est-à-dire entre 750 10^9 pi³ et 1,5 10^{12} pi³, pourraient être liées à l'infrastructure en place, pour autant que la distance soit relativement courte et que le pipeline relié à la terre ait une certaine capacité excédentaire. À l'heure actuelle, il faut environ six ans pour mettre en valeur un important projet en eau profonde.

À la fin de 2002, Emera Energy Inc. (Emera Energy) en collaboration avec Duke Energy et KeySpan Delivery Companies ont publiquement annoncé qu'elles étudiaient le concept d'un système de collecte extracôtier, connu sous le nom de pipeline Highlander. Ce dernier assurerait le transport du gaz provenant de champs extracôtiers proposés qui sont trop petits, soit de 150 à 200 10^9 pi³, pour justifier la construction d'un pipeline distinct relié à la terre. Le projet en est à ses débuts et il a

besoin d'un locataire pilier pour financer la capacité initiale du pipeline. Un projet de l'envergure de Deep Panuke d'EnCana pourrait constituer un candidat éventuel. Un pipeline plus gros que celui dont aurait besoin le locataire pilier pourrait être installé en vue de réaliser les économies d'échelle permettant d'attirer d'autres expéditeurs. Les promoteurs du projet ont signalé que la dépense supplémentaire de 20 à 25 % qui s'avère nécessaire pour installer un pipeline de grand diamètre pourrait faire doubler la capacité totale disponible. Le projet proposé comprendrait la construction de lignes de collecte principales reliées aux autres champs à mesure qu'ils seront mis en service. Goldboro est le point d'arrivée à terre proposé, car les promoteurs du projet désirent faire en sorte que le plus de gaz possible soit disponible dans la région. Les promoteurs prévoient également la mise sur pied d'une industrie pétrochimique dans la région du détroit de Canso.

Résumé

Le bassin Néo-Écossais est un bassin géologique relativement peu exploré qui offre des possibilités considérables sur le plan des nouvelles découvertes et de l'accroissement des niveaux de production de gaz naturel.

Ces dernières années, la partie du bassin Néo-Écossais située en eau plus profonde a suscité un vif intérêt. Toutefois, il est peu probable qu'un projet en eau profonde produise du gaz avant 2009 ou 2010.

L'exploration extracôtière dans un bassin géologique relativement peu exploré constitue une entreprise risquée et coûteuse. Outre les risques relatifs à l'exploration, les producteurs doivent assumer un certain nombre d'autres risques comme ceux liés aux prix et au transport. En outre, les longs délais associés à l'obtention des approbations réglementaires pour un projet extracôtier ajoutent un autre élément de risque au processus décisionnel afférent à l'investissement de capitaux. Les producteurs doivent être convaincus qu'ils exercent leurs activités dans un environnement géologique et réglementaire attrayant pour entreprendre des travaux d'exploration qui présentent un niveau de risque élevé.

3.2 Transport

3.2.1 *Développement de l'infrastructure de transport*

Par suite de la construction de M&NP en 1999, beaucoup de travaux supplémentaires ont dû être faits avant que les consommateurs canadiens ne commencent à recevoir du gaz naturel. Il a fallu construire des latéraux reliés à la canalisation principale et créer des installations de distribution; de leur côté, les utilisateurs finals ont dû faire les investissements nécessaires pour être capables de recevoir du gaz naturel et de l'utiliser.

Les coûts en capital élevés liés à l'infrastructure d'un pipeline nécessitent des volumes importants de gaz pour justifier l'investissement.

En raison des coûts en capital élevés nécessaires à la mise en place de l'infrastructure d'un pipeline, un volume important de gaz est requis afin de justifier l'investissement initial dans un gazoduc (voir l'encadré sur les économies d'échelle). Pour le projet SOE et le réseau de M&NP, l'accès au marché de la Nouvelle-Angleterre a permis d'obtenir la concentration de marché nécessaire.

Les sociétés pipelinières doivent obtenir des garanties suffisantes qu'elles seront en mesure de récupérer leur investissement dans leurs installations. Par conséquent, au moment de la construction d'un gazoduc, les expéditeurs doivent conclure des contrats à long terme. Ceux-ci obligent les expéditeurs à payer des frais de réservation (ou de demande) sur le volume de gaz réservé par contrat, ce qui permet de faire en sorte que le pipeline couvrira ses frais fixes pendant la durée des contrats de transport. Les producteurs du projet SOE se sont engagés à soutenir financièrement le pipeline de M&NP relativement à certains manques à gagner si la capacité réservée par contrat descend sous un certain niveau au cours des 20 premières années d'exploitation.

En vue de faciliter le développement du marché canadien, les producteurs du projet SOE, M&NP et les provinces de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick ont signé une entente appelée *Position conjointe sur les droits et les latéraux* (la position conjointe). La position conjointe prévoyait un barème de droits de type timbre-poste pour M&NP en vertu duquel le prix de base serait le même pour n'importe quel point de livraison sur le réseau de M&NP au Canada. Les droits de service garanti aux points de livraison situés en Nouvelle-Écosse ont été réduits de 10 % les huit premières années et de 4 % pendant une autre période de deux ans. En outre, les droits de service garanti aux points de livraison du Nouveau-Brunswick ont été réduits de 4 % les trois premières années.

L'une des principales caractéristiques de la position conjointe était que les coûts, jusqu'à un certain niveau, liés aux latéraux canadiens seraient incorporés à ceux de la canalisation principale et répartis entre les expéditeurs. Pour déterminer si les latéraux sont économiquement réalisables, les installations proposées doivent satisfaire, sur le plan des droits d'essai, à un seuil de 0,60 $/10^6$Btu. Si la demande réservée par contrat génère suffisamment de recettes pour couvrir le coût annuel du service, selon le droit d'essai, M&NP procédera à la construction du latéral sans exiger de frais supplémentaires ou de contribution au capital de la part des expéditeurs relié au latéral. Grâce à la Politique sur les latéraux et aux droits de type timbre-poste, les clients situés à l'extrémité d'un latéral ne paient pas plus que les clients reliés à la canalisation principale pour le transport. Le droit d'essai restera en vigueur jusqu'au premier agrandissement de la canalisation principale, moment auquel il sera examiné.

En vertu de la Politique sur les latéraux, M&NP a construit les latéraux de Point Tupper, Halifax et Saint-Jean, une ligne de collecte principale jusqu'à Lake Utopia, des latéraux vers Moncton et St. George, ainsi que des installations de livraison à l'intention d'EGNB à Fredericton.

De plus, selon la position conjointe, M&NP s'est engagée à construire des latéraux vers Halifax et Saint-Jean et à préparer des plans de travail en vue de la construction de latéraux vers le Cap-Breton et le Nord du Nouveau-Brunswick une fois que la demande aura atteint un seuil économique.

En outre, les producteurs du projet SOE ont convenu de réserver 10 000 10^6Btu/j de gaz pour les sociétés de distribution locale (SDL) de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick pendant les trois premières années de production.

3.2.2 Contrats de transport et utilisation

M&NP a une charge garantie totale réservée par contrat d'environ 585 500 GJ/j. Cela comprend des livraisons de l'ordre de 205 800 GJ/j vers des points de livraison principaux au Canada. Le reste, quelque 379 700 GJ/j, fait l'objet de contrats de transport vers le poste d'exportation de St. Stephen (figure 3.4). La figure 3.4 illustre le rôle que joue le marché d'exportation pour ce qui est de servir de charge d'ancrage au réseau de M&NP et en ce qui a trait à la mise en valeur du projet SOE.

Économies d'échelle dans le transport par pipeline

Toutes choses étant par ailleurs égales, la quantité de gaz naturel qui peut être transportée dans un pipeline est inversement proportionnelle au diamètre de celui-ci. De légères augmentations du diamètre peuvent grandement accroître la capacité du pipeline à transporter du gaz. De plus, un certain nombre de coûts sont relativement indépendants de la dimension du pipeline, y compris ceux liés à la conception technique, à l'excavation, à l'indemnisation des propriétaires fonciers et à l'approbation réglementaire. C'est pourquoi il est généralement beaucoup plus économique, sur le plan des coûts unitaires, de transporter le gaz naturel en grandes quantités.

Dans l'exemple donné ci-après, une conduite de 16 pouces de diamètre peut livrer deux fois plus de gaz qu'une autre de 12 pouces. Cependant, pour satisfaire aux mêmes exigences en matière de sécurité structurale, l'épaisseur de paroi de la grosse conduite, lorsqu'elle est faite du même type d'acier, sera supérieure de 33 % à celle de la petite conduite. Il faut davantage d'acier et de soudage pour construire de plus grosses conduites. L'augmentation des travaux d'excavation et de la largeur d'emprise nécessaires pour la grosse conduite est toutefois relativement petite. Dans l'ensemble, le coût en capital ne s'accroît que de 25 %.

Exemple A	**Exemple B**
Diamètre du pipeline = 12 pouces	Diamètre du pipeline = 16 pouces
Longueur = 130 km	Longueur = 130 km
Capacité = 50 10^6pi³/jour	**Capacité = 100 10^6pi³/jour**
Conception et levé = 3 millions de dollars	Conception et levé = 3 millions de dollars
Coûts de l'emprise = 3 millions de dollars	Coûts de l'emprise = 3,5 millions de dollars
Coûts des matériaux = 12,5 millions de dollars	Coûts des matériaux = 22 millions de dollars
Coûts de construction = 19 millions de dollars	Coûts de construction = 23,5 millions de dollars
Coût total = 37,5 millions de dollars	**Coût total = 52 millions de dollar**

En d'autres mots, pour une augmentation de 38 % des coûts en capital, on double la capacité. Puisque les charges d'exploitation sont presque les mêmes pour les deux pipelines, cette réalité se traduit par un droit beaucoup moins élevé pour le transport du gaz dans le plus gros pipeline, permettant ainsi de diminuer le prix livré du gaz et d'accroître les rentrées nettes des producteurs.

Le principe d'économies d'échelle s'applique à la construction des latéraux et des réseaux de distribution, ainsi qu'aux installations principales de transport.

En temps normal, les acheteurs de gaz naturel des Maritimes n'utilisent pas la totalité des volumes réservés par contrat toute l'année. Ainsi, les flux de gaz réels sur le réseau de M&NP ne représentent pas la répartition des contrats entre les marchés canadiens et le marché d'exportation. Suite à un lent départ au deuxième semestre de 2000, les livraisons canadiennes se sont accrues considérablement (figure 3.5). En 2002, elles se sont établies autour de 127 000 GJ/j, soit environ 62 % de la capacité garantie que les expéditeurs canadiens ont réservée sur le réseau de M&NP. Le reste de la capacité de transport disponible aux expéditeurs canadiens est presque entièrement utilisé pour exporter du gaz vers les États-Unis. La capacité d'expédier du gaz aux Etats-Unis a été un facteur important dans le développement du marché du gaz naturel dans les Maritimes puisqu'elle a permis aux utilisateurs canadiens de mieux gérer leur approvisionnement. Le marché américain constitue un important débouché pour le gaz canadien réservé par contrat, sans lequel les acheteurs canadiens seraient obligés de payer pour du gaz et une capacité de transport qu'ils ne pourraient pas pleinement utiliser. Sans ce débouché, les acheteurs canadiens ne pourraient probablement pas assumer les risques liés à la réservation de gaz naturel par contrat à long terme.

FIGURE 3.4

Volumes garantis réservés par contrat sur le réseau de M&NP

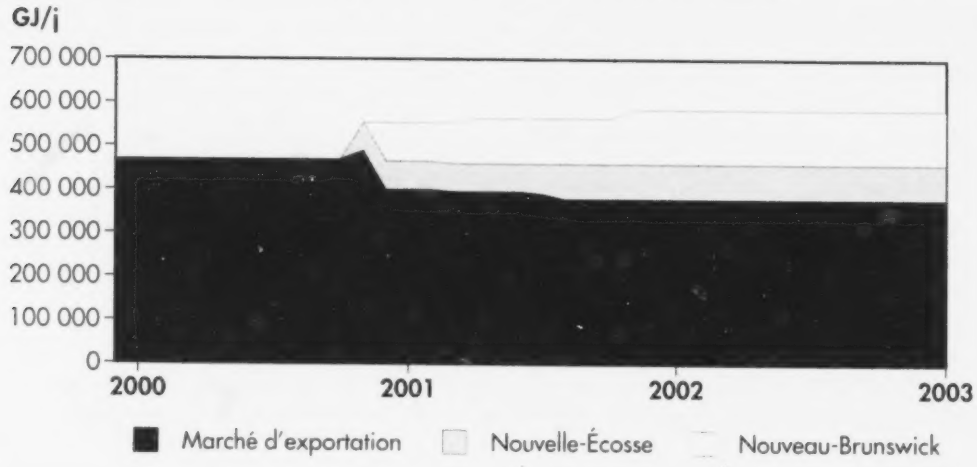
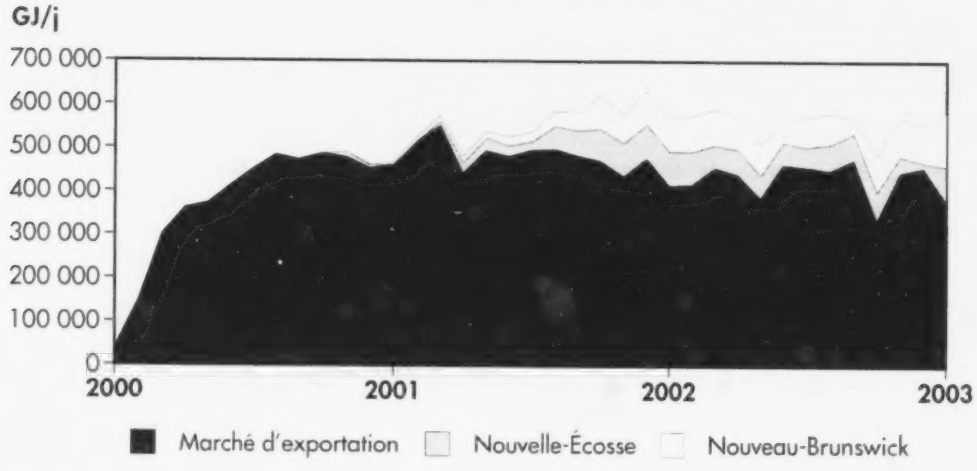


FIGURE 3.5

Débit mensuel moyen de M&NP - Janvier 2000 à décembre 2002



3.2.3 *Agrandissement du réseau de M&NP*

À l'origine, le pipeline de M&NP a été construit sans compression parce que les champs gaziers et l'usine de traitement procuraient une pression suffisante. Lorsqu'on prévoit augmenter le débit, il est plus économique de construire un plus gros pipeline au départ et d'y ajouter ensuite des dispositifs de compression pour en accroître la capacité. De cette façon, on peut augmenter le débit sans acheter d'autre pipeline et sans entraîner de coûts associés à la construction dans l'emprise du pipeline. Le réseau de M&NP peut tirer profit des économies résultant de ce type d'agrandissement. C'est ainsi qu'en 2002, M&NP a déposé une demande devant l'Office, en vertu de l'article 58 de la Loi, en vue d'obtenir l'autorisation de construire quatre stations de compression et une station de comptage afin d'accroître la capacité du pipeline de 422 000 GJ par jour.

L'agrandissement demandé visait à fournir une capacité de transport pour le projet Deep Panuke d'EnCana. Cette dernière a signé des ententes de service garanti conditionnelles avec M&NP relativement au transport sur les tronçons canadien et américain du pipeline. Ces ententes prévoient de transporter jusqu'à 422 000 GJ par jour (400 000 10^3 Btu par jour) de gaz naturel pendant une période initiale de dix ans. En ce qui concerne l'accroissement complet de 422 000 GJ par jour, l'ajout proposé de dispositifs de compression à la canalisation principale ferait chuter le droit de type timbre-poste au Canada, qui passerait de 0,68 $ à environ 0,48 $ par GJ. EnCana a fait remarquer que l'infrastructure du pipeline actuel et les réalités économiques associées à l'agrandissement constituent des facteurs positifs contribuant à la rentabilité du projet Deep Panuke.

Compte tenu du coût relativement faible de l'agrandissement proposé et de la réduction des droits qui en découle, les rentrées nettes à Goldboro pour tous les producteurs augmenteraient si les exportations vers les États-Unis étaient accrues. On obtiendrait la meilleure réduction sur les droits si toute la production supplémentaire était acheminée à Dracut. En revanche, l'approvisionnement réservé par contrat pour un client canadien ne nécessiterait pas de contrat pour le tronçon américain du pipeline. Une vente canadienne ne contribuerait donc pas à la réduction des droits du pipeline aux États-Unis, ce qui signifie que les rentrées nettes des producteurs n'augmenteraient pas autant qu'elles le feraient si aucune vente n'était effectuée à un client canadien.

En novembre 2002, l'Office a autorisé, sous réserve de certaines conditions, l'agrandissement proposé des installations de M&NP. Dans sa décision, l'Office a souligné la nécessité de mettre davantage en valeur le bassin Néo-Écossais de façon à assurer de nouveaux approvisionnements. Il a également fait mention des engagements pris par EnCana en vue de répondre aux besoins des consommateurs d'énergie sur le marché canadien.

Résumé

Pour le projet SOE et M&NP, l'accès au marché de la Nouvelle-Angleterre a permis d'obtenir la concentration de marché nécessaire pour rendre le projet rentable. La capacité d'expédier du gaz vers les États-Unis a permis aux utilisateurs canadiens de gérer le risque associé aux engagements garantis en matière d'approvisionnement en gaz et de transport. La Politique sur les latéraux de M&NP et les droits de type timbre-poste ont encouragé le développement de latéraux vers plusieurs marchés des Maritimes. Les réalités économiques liées à l'agrandissement de la canalisation principale de M&NP sont favorables puisque l'on peut accroître le débit sans acheter d'autre pipeline.

3.3 Prix du gaz naturel

Le gaz naturel est habituellement vendu à la tête du puits à un commercialisateur ou à un gros utilisateur final. Puisque le gaz naturel est un produit fongible, il peut facilement se revendre. Les transactions entre les producteurs, les négociants et les utilisateurs finals forment le marché de gros du gaz naturel. Comme on le verra à la section 3.3.2, il arrive souvent que le gaz naturel soit vendu et acheté à maintes reprises sur les carrefours avant d'être finalement consommé.

Lorsque le gaz naturel est livré à des utilisateurs résidentiels ou commerciaux par l'entremise d'un service public de distribution, le prix de livraison ou prix de détail comprend aussi les frais de distribution. Dans un modèle de marché « groupé », la société de distribution facture un seul prix au consommateur au détail, car les coûts de distribution sont ajoutés au prix du gaz naturel. Dans un marché dégroupé, un tiers peut fournir le gaz et l'utilisateur final reçoit une facture sur laquelle les coûts du gaz naturel et de la distribution sont clairement séparés.

Cette section aborde la fixation des prix du gaz naturel, leur volatilité et leur transparence. On y fait référence aux prix de gros, à moins d'indication contraire.

3.3.1 *Lien entre les prix du pétrole, du gaz naturel et de l'électricité*

Le gaz naturel entre en concurrence avec le mazout et l'électricité. La relation avec le mazout est mieux connue puisque certaines grandes industries peuvent rapidement passer d'un combustible à un autre. Toutefois, la possibilité de substituer un combustible à un autre varie selon les régions et les secteurs. Les avantages qui découlent du remplacement doivent être évidents et d'une durée assez longue pour, à tout le moins, récupérer le coût de l'investissement initial. Par exemple, les propriétaires de maisons peuvent être réticents à remplacer leur appareil de chauffage uniquement parce que le gaz naturel jouit d'un meilleur prix par rapport au mazout à un moment donné.

Dans le passé, le prix du gaz naturel était inférieur à celui du mazout en raison de son plus faible contenu énergétique par unité de volume, du besoin d'investir dans une infrastructure coûteuse et de sa souplesse d'utilisation limitée. À l'origine, le gaz naturel était souvent un sous-produit de l'exploration pétrolière et, dans l'Ouest canadien, les producteurs étaient initialement disposés à le vendre à des prix nettement inférieurs comparativement au pétrole. Toutefois, les entreprises qui participent à l'exploration au large de la Nouvelle-Écosse doivent récupérer la totalité des coûts du cycle de production. C'est pourquoi il est irréaliste de s'attendre à ce que le gaz naturel se vende beaucoup moins cher que le pétrole sur le marché actuel.

Le gaz naturel est de plus en plus utilisé dans les centrales électriques et, par le fait même, il peut s'établir des liens plus étroits avec les prix de l'électricité. Par conséquent, certains prévoient que les prix du gaz seront à la hausse par rapport à ceux du mazout[1].

Une étude des prix du mazout et du gaz naturel sur le marché du Nord-Est des États-Unis semble indiquer que le gaz naturel y est un combustible concurrentiel (figure 3.6). Bien que les prix puissent faire état d'un haut degré de volatilité, le gaz naturel a montré avec le temps qu'il était une source d'énergie concurrentielle.

3.3.2 *Volatilité des prix du gaz naturel*

Le gaz naturel possède des caractéristiques particulières qui expliquent pourquoi son prix est plus volatil que celui d'autres combustibles. Ces caractéristiques comprennent la capacité fixe des pipelines, de longs délais de création de nouveaux approvisionnements et de gazoducs ainsi qu'une demande liée à la température. Au Canada, la demande hivernale de gaz naturel est presque le double de celle de l'été. Cette tendance saisonnière se traduit généralement par une hausse des prix l'hiver pour répondre à la demande de pointe.

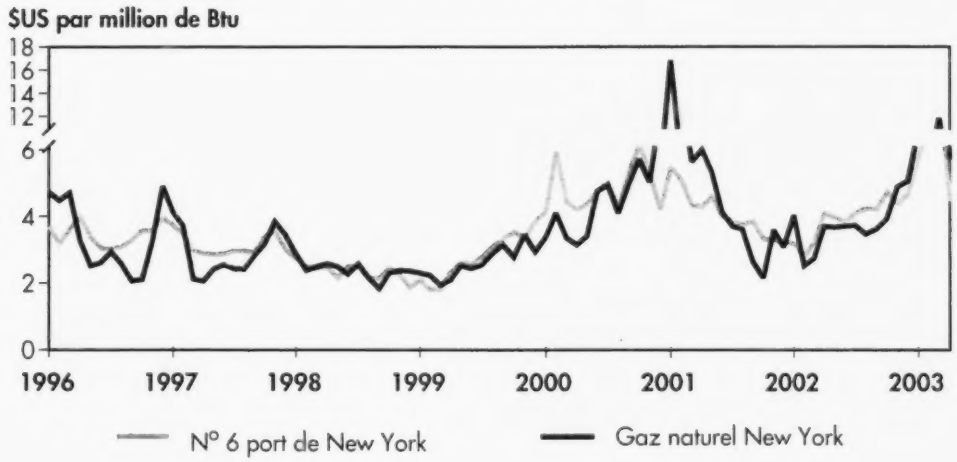
Dans les grands centres, la demande de pointe est habituellement comblée grâce au stockage de gaz naturel pendant les périodes de faible demande. Le stockage réduit la nécessité de construire des gazoducs coûteux pour répondre à la forte demande, accroît la fiabilité de l'approvisionnement et atténue la volatilité des prix du gaz naturel. Les acheteurs et les vendeurs ont recours au stockage

Les caractéristiques particulières du gaz naturel expliquent pourquoi son prix est plus volatil que celui d'autres produits.

1 Depuis la déréglementation des prix du gaz naturel, en 1986, le gaz s'est vendu en moyenne à 30 % de moins que le mazout, à pouvoir calorifique équivalent. Nombre d'analystes prévoient que le prix du gaz restera inférieur, mais l'écart pourrait diminuer.

FIGURE 3.6

Comparaison entre les prix du gaz naturel et du mazout n° 6 à New York



du gaz naturel pour gérer le risque lié au prix. Il n'y a pas, à l'heure actuelle, d'installations de stockage dans les Maritimes, quoique plusieurs intervenants étudient la possibilité d'en aménager.

3.3.3 Détermination du prix et information

Le prix du gaz naturel est fixé dans le contexte du marché nord-américain et la plupart des observateurs de l'industrie croient que ce dernier peut être considéré, en majeure partie, comme un vaste marché intégré. Il y a de nombreux endroits au Canada et aux États-Unis où le gaz naturel est acheté ou vendu et, au fil du temps, un grand nombre d'entre eux sont devenus des carrefours d'échanges. Les carrefours sont habituellement des endroits où plusieurs gazoducs sont reliés entre eux, où il existe des installations de stockage et où de nombreux acheteurs et vendeurs font des affaires. Le degré de liquidité est déterminé par le volume de gaz échangé et le nombre de transactions et de parties contractantes. Les points d'établissement des prix qui possèdent peu d'interconnexions de gazoducs et qui manquent d'installations de stockage risquent d'avoir un plus faible degré de liquidité. La liquidité est souhaitable sur le marché parce qu'elle fait en sorte que les vendeurs et les acheteurs puissent facilement trouver des partenaires pour réaliser des transactions, en plus de contribuer à la transparence des prix.

L'information sur les prix de l'énergie provient principalement des marchés secondaires où le gaz naturel se négocie. Les producteurs canadiens et américains ne divulguent normalement pas le prix ou les conditions de leurs transactions primaires à la tête du puits ou dans les champs gaziers, car cette question est considérée comme sensible sur le plan commercial. Le prix est généralement divulgué en aval des puits, par exemple aux lieux d'interconnexion des gazoducs ou aux carrefours d'échanges où l'approvisionnement se concentre et où le gaz peut changer de propriétaire. Dans ces conditions, il y a assez de vendeurs et d'acheteurs sur le marché qui échangent des volumes suffisamment importants de gaz naturel pour que la sensibilité commerciale ne constitue pas un problème. Les acheteurs et les vendeurs communiquent habituellement leurs prix de façon confidentielle à une tierce partie qui publiera, par

Les carrefours se situent aux endroits où plusieurs gazoducs sont reliés entre eux, où il existe des installations de stockage et où de nombreux acheteurs et vendeurs font des affaires.

exemple, un prix quotidien moyen du gaz au carrefour d'échanges. La fiabilité de ces indices de prix est normalement fonction du nombre de négociants et du volume des échanges dans ces lieux.

Les négociants et les commercialisateurs fournissent un service précieux, car leurs activités accroissent la liquidité et la transparence des prix en ces endroits. Le principal point d'établissement des prix du gaz naturel vendu dans l'Ouest canadien se trouve au carrefour AECO-C en Alberta, tandis que dans l'Est du pays, il se trouve à Dawn, dans le Sud de l'Ontario, où Union Gas a construit des installations de stockage (figure 3.7).

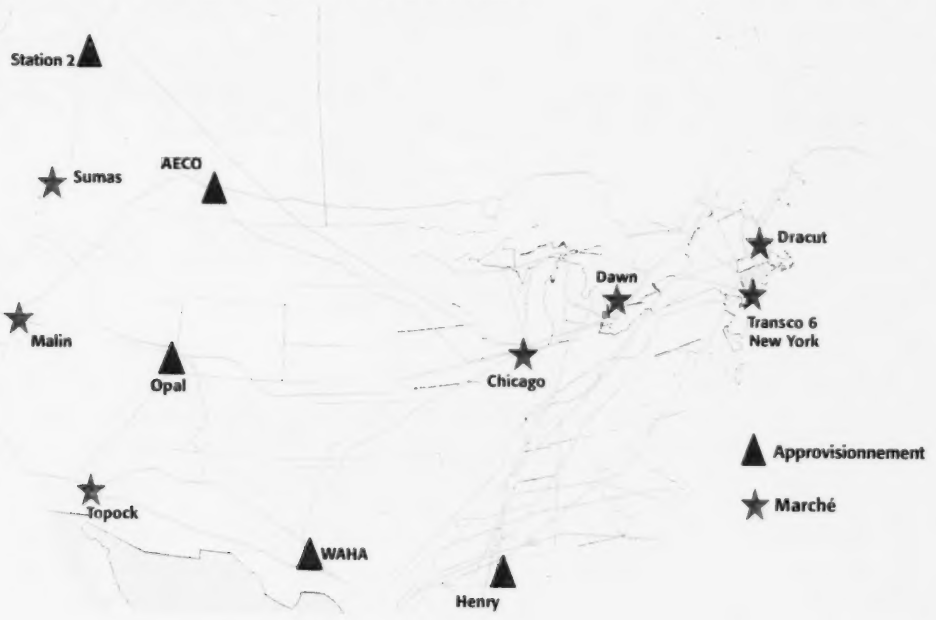
Dans les Maritimes, l'infrastructure de transport, de commercialisation et de distribution du gaz naturel en est à ses débuts et c'est pourquoi il n'y a pas encore de marché secondaire très développé. Dans ces conditions, la possibilité de déterminer les prix pratiqués dans la région est limitée. De nombreuses transactions sur le marché se font dans le cadre des ventes conclues entre les producteurs et les gros utilisateurs industriels, alors que les transactions sur le marché secondaire sont essentiellement des accords entre deux parties. En outre, la séparation de la distribution et de la vente au détail limite la possibilité d'instaurer des prix représentatifs aux points de livraison dans les Maritimes, comparativement aux autres régions où les SDL peuvent rassembler des volumes de gaz naturel suffisamment importants pour être représentatifs des prix du marché.

3.3.4 *Prix du gaz naturel dans les Maritimes*

Le prix du gaz néo-écossais repose sur sa valeur dans le vaste marché du Nord-Est des États-Unis à des points d'établissement des prix comme Dracut, Tennessee Zone 6, Boston City Gate, Transco Zone 6 (hors New York) et Tetco M3. Ces lieux d'établissement des prix en aval sont intégrés au reste de

FIGURE 3.7

Carrefours d'échanges en Amérique du Nord



Le prix du gaz naturel dans les Maritimes peut être mis en corrélation avec celui des autres points d'établissement des prix dans le Nord-Est des États-Unis.

l'Amérique du Nord et leurs prix peuvent être mis en corrélation avec ceux établis au carrefour Henry (NYMEX) en Louisiane ou AECO-C en Alberta. Le prix du gaz naturel dans les Maritimes peut donc être exprimé comme étant le différentiel entre les cours établis dans le Nord-Est des États-Unis ou le carrefour Henry. Cette mesure fournit plus de souplesse aux acheteurs et aux vendeurs de gaz naturel dans les Maritimes (figure 3.8).

Conformément à ce qui se fait dans le reste de l'Amérique du Nord, le prix des approvisionnements en gaz naturel dans les Maritimes est habituellement fixé en fonction d'un indice quotidien ou mensuel. Dracut, au Massachusetts, lieu d'interconnexion du réseau de M&NP et du Tennessee Gas Pipeline, sert de point de référence pour établir le prix quotidien du gaz naturel dans les Maritimes, puisqu'il se trouve être le premier à la croisée d'un autre gazoduc important. Toutefois, la liquidité à ce point est plutôt faible et varie selon les niveaux de production du projet SOE. Le prix se fonde sur les données du *Platt's Gas Daily*. Dracut n'est plus utilisé pour établir le prix de référence mensuel puisque l'index mensuel de Dracut n'est plus publié.

Dracut, au Massachusetts, sert de point de référence pour établir le prix quotidien du gaz naturel dans les Maritimes. Toutefois, sa liquidité est plutôt faible.

Un problème a été soulevé relativement au niveau de transparence des prix et de liquidité sur le marché des Maritimes. Certains intervenants soulignent que les prix et les conditions de vente n'y sont pas transparents parce qu'ils sont négociés directement entre les acheteurs et les vendeurs sans divulgation publique. Par conséquent, ils déclarent que les acheteurs de gaz des Maritimes ne sont pas adéquatement informés sur les conditions offertes puisqu'il n'y a pas de source d'information facilement accessible concernant les prix du gaz sur le marché canadien. Certains intervenants, surtout les petits consommateurs de gaz, se préoccupent du faible degré de liquidité du marché des Maritimes, ce qui réduit leur capacité de gérer leurs engagements en matière d'achat et de transport du gaz de façon économique.

Les producteurs sont des preneurs de prix sur le marché nord-américain du gaz naturel.

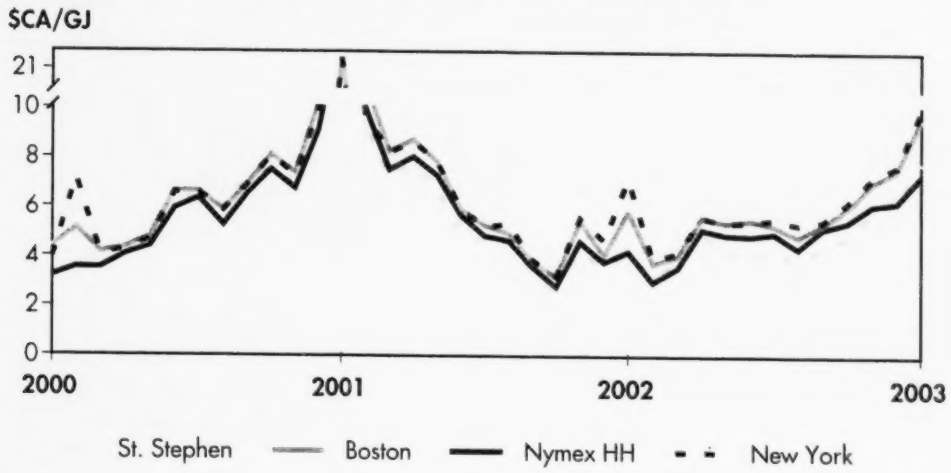
D'autres intervenants font observer que les producteurs gaziers sont des preneurs de prix sur le marché nord-américain du gaz naturel et que les prix des Maritimes peuvent effectivement être établis à partir du marché de Boston à Dracut. Cette méthode est similaire à celle qui sert à l'établissement des prix sur les petits marchés, comme par exemple au Manitoba, où le prix du gaz est fixé à partir du marché albertain au carrefour AECO-C. Ces intervenants ont de plus fait remarquer que le prix des transactions primaires n'est divulgué dans aucun des marchés de l'Amérique du Nord. Ainsi, il serait déraisonnable de s'attendre à ce que les producteurs de gaz du bassin Néo-Écossais révèlent les conditions de leurs contrats de vente primaires.

Les producteurs du projet SOE vendent le gaz naturel à divers acheteurs qui le revendent à des acquéreurs secondaires. Ainsi, lorsque la production et la capacité de transport sont suffisantes, il se forme un petit marché secondaire pour le gaz provenant du projet SOE. À l'intérieur de ce marché secondaire, des commercialisateurs sont en mesure d'aider les acheteurs et les vendeurs à déterminer les prix.

Puisqu'il n'existe pas d'installations de stockage du gaz naturel dans les Maritimes, le gaz transporté par le gazoduc M&NP doit répondre aux besoins quotidiens des entreprises de distribution, des commercialisateurs et des utilisateurs industriels. Pour ne pas avoir à payer de pénalités, la gestion quotidienne (soit l'achat et la vente de gaz naturel) est essentielle pour maintenir l'équilibre avec le réseau de transport M&NP. Pour les acheteurs de gaz naturel qui ont des besoins très variables et

FIGURE 3.8

Comparaison entre les prix d'exportation du gaz naturel extracôtier néo-écossais et les prix aux points d'établissement aux États-Unis



incertains, les achats se font probablement et principalement sur une base journalière et, de ce fait, sont assujettis à la volatilité des prix du marché du Nord-Est américain. Pour certains consommateurs des Maritimes, l'utilisation de combustibles de remplacement peut permettre d'équilibrer la charge quotidienne.

Pour réduire la volatilité des prix, les acheteurs de gaz naturel qui ont des besoins prévisibles peuvent, pour une partie de leur portefeuille, établir les prix mensuellement ou sur une plus longue période. Toutefois, les achats fermes et le transport garanti qui dépasseraient les besoins quotidiens devraient être vendus ou échangés dans le but de récupérer ces coûts.

Résumé

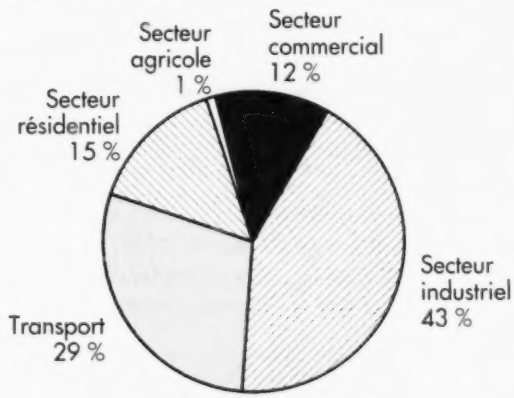
Traditionnellement, le prix du gaz naturel était inférieur à celui du mazout. Même si le gaz naturel est un combustible concurrentiel, son prix peut présenter un fort degré de volatilité. Le gaz naturel peut s'acheter et se vendre en de nombreux endroits au Canada et aux États-Unis. Par ailleurs, le marché du gaz naturel de l'Amérique du Nord peut être considéré comme un vaste marché intégré.

Le marché du gaz naturel des Maritimes en est à ses débuts. La possibilité d'établir les prix localement est limitée en raison de la taille du marché. Toutefois, certaines données sont accessibles aux endroits où le pipeline est relié en aval aux points d'établissement des prix du Nord-Est des États-Unis.

MARCHÉS DU GAZ NATUREL DES MARITIMES

FIGURE 4.1.1

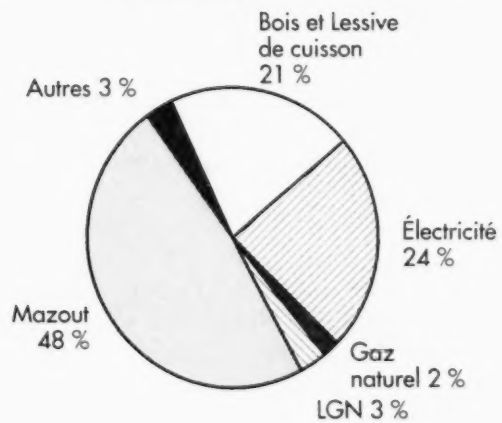
Consommation d'énergie au Nouveau-Brunswick en 2001



Total : 218.1 PJ/an

FIGURE 4.1.2

Répartition des combustibles chez les utilisateurs finals au Nouveau-Brunswick en 2001



4.1 Nouveau-Brunswick

4.1.1 Aperçu de la situation énergétique

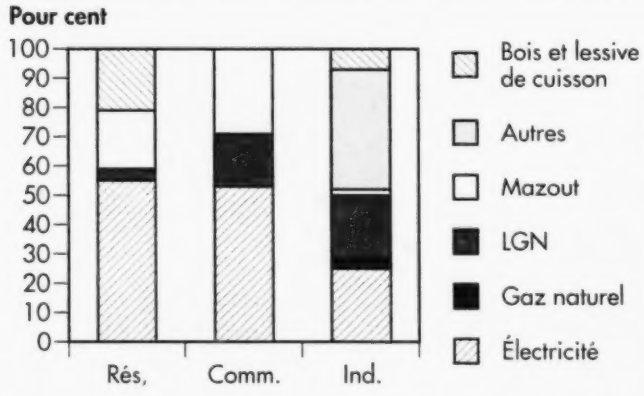
Au Nouveau-Brunswick, le secteur industriel compte pour environ 43 % de la demande d'énergie chez les utilisateurs finals, contre seulement 18 % et 12 % respectivement en Nouvelle-Écosse et dans l'Île-du-Prince-Édouard (figure 4.1.1). Le secteur industriel comprend principalement les pâtes et papiers, le raffinage du pétrole et la transformation des aliments.

Actuellement, le pétrole et l'électricité sont les principales sources de combustibles au Nouveau-Brunswick, comptant pour plus de 70 % de la consommation totale chez les utilisateurs finals (figure 4.1.2). Plus de la moitié des résidences sont chauffées à l'électricité, dont le prix s'est maintenu stable sous l'effet du processus réglementaire. Comme dans les autres régions du Canada atlantique, le bois et les déchets de bois sont d'importantes sources d'énergie dans le Nouveau-Brunswick rural pour utilisation dans le secteur résidentiel et l'industrie des pâtes et papiers. Le propane est également employé dans tous les secteurs comme combustible de remplacement du mazout ou du bois.

L'électricité représente près de 25 % des diverses sources d'énergie au Nouveau-Brunswick. La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB), la société

FIGURE 4.1.3

Répartition des combustibles – Secteurs rés./comm./ind. au Nouveau-Brunswick en 2001



hydroélectrique de la province, tire actuellement environ 50 % de son électricité du pétrole et du charbon, 25 % de la centrale nucléaire de Pointe Lepreau et le reste, 25 %, de l'hydroélectricité et de la biomasse. Énergie NB est en train de convertir la centrale de Coleson Cove (trois unités totalisant 1 000 MW) pour pouvoir utiliser l'Orimulsion[VIII]. Les événements politiques survenus récemment au Venezuela ont porté un dur coup, au premier trimestre de 2003, à l'approvisionnement en Orimulsion[VIII] de la station d'Énergie NB de Dalhousie, d'une puissance de 300 MW.

Alors que le gaz naturel a pénétré le secteur industriel de manière appréciable, la consommation dans les secteurs résidentiel et commercial a été minime en 2002 car on était en train de construire des installations pour donner à ces marchés l'accès au gaz naturel.

4.1.2 Marché du gaz naturel

Les principales agglomérations du Nouveau-Brunswick sont situées dans le Sud de la province et elles ont accès au gaz naturel.

Les principales agglomérations du Nouveau-Brunswick sont situées dans le Sud de la province et elles ont déjà accès au gaz naturel par la canalisation principale de M&NP (figure 2-1). Actuellement, il n'y a pas de gazoduc desservant le Nord-Est et le Nord-Ouest du Nouveau-Brunswick. Pour desservir ces régions, il faudrait construire des gazoducs relativement longs d'environ 190 km et 220 km respectivement.

En 1999, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a adopté la *Loi de 1999 sur la distribution du gaz*, qui énonce le cadre de développement de l'industrie du gaz naturel au Nouveau-Brunswick. Cette loi prévoit trois types de concessions : la concession de distribution générale, la concession d'utilisateur final et la concession de producteur local. La concession de distribution générale octroie des droits de distribution du gaz sur un territoire donné. La concession d'utilisateur final octroie des droits à un utilisateur ultime d'accéder au gaz naturel directement à partir du réseau de transport pour son propre usage sans toutefois lui octroyer des droits de distribution de gaz à des tiers. La concession de producteur local, enfin, octroie des droits de distribution du gaz produit localement.

Enbridge Gas New Brunswick a obtenu une concession de distribution générale en 1999.

En 1999, Enbridge Gas New Brunswick (EGNB) a obtenu de la province une concession de distribution générale d'une durée de 20 ans - dont les conditions ont été ultérieurement approuvées par la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick (ESP NB) - qui en fait le distributeur exclusif de gaz naturel dans la province. EGNB a construit des installations de distribution jusqu'à Oromocto et Fredericton en 2000, alors qu'un latéral jusqu'à St. George a été construit par M&NP en 2001. La construction d'autres installations de distribution est actuellement prévue pour les localités de St. Stephen, Sackville et Blacks Harbour d'ici à 2005. EGNB prévoit desservir 25 localités du Nouveau-Brunswick. ESP NB a également accordé une concession de producteur local à la Potash

Company of Saskatchewan, Division du Nouveau-Brunswick, une entreprise qui a découvert un petit champ de gaz naturel et qui produit du gaz naturel pour sa propre consommation.

Avant l'adoption de la *Loi de 1999 sur la distribution* du gaz, la province avait accordé cinq concessions d'utilisateur final à de gros utilisateurs industriels de Saint-Jean et St. George. À Saint-Jean, la raffinerie de pétrole appartenant à Irving Oil, les diverses usines appartenant à J.D. Irving et la Bayside Power L.P. ont servi de charges d'ancrage pour le latéral menant à la ville. L'usine de papier journal J.D. Irving et la raffinerie ont toutes deux la capacité de commuter avec d'autres combustibles. Lorsque les prix du gaz naturel sont élevés par rapport au mazout, les exploitants ferment le robinet du gaz naturel, brûlent les combustibles de remplacement et revendent le gaz naturel à d'autres marchés, surtout aux États-Unis. Comme ce sont des sociétés fermées, le détail de leur consommation de gaz naturel n'est pas accessible au public.

Concernant les règles régissant la vente de gaz naturel, la *Loi de 1999 sur la distribution du gaz* prescrit que la vente de gaz naturel doit être distincte de la distribution du gaz. La vente de gaz doit être assurée par des commercialisateurs titulaires d'une licence de ESP NB. Ainsi, EGNB a dû passer par des commercialisateurs pour vendre du gaz et développer le marché gazier. À ce jour, cinq commercialisateurs ont obtenu une licence de ESP NB; il s'agit de Irving Energy Services Limited, WPS Energy Services, Park Fuels, GasGo Energy et Enbridge Atlantic Energy Services (EAES). EAES est une filiale à part entière de Enbridge Inc. créée en septembre 2001 et tenue d'exercer son activité sans lien de dépendance avec EGNB.

La pénétration du gaz naturel dans le marché du Nouveau-Brunswick a été très lente, mis à part le secteur des gros utilisateurs industriels qui bénéficient d'un service direct. À la fin de 2002, EGNB comptait environ 1 200 clients commerciaux et résidentiels, soit moins de 1 % du marché de gaz naturel au Nouveau-Brunswick. Comme on l'a dit plus haut, EGNB ne dessert pas les gros consommateurs industriels, lesquels ont obtenu des concessions d'utilisateur final. C'est pourquoi EGNB doit exploiter sa concession avec des utilisateurs commerciaux et résidentiels et des clients industriels de petite taille.

La pénétration du marché par le gaz naturel au Nouveau-Brunswick a été entravée par les combustibles concurrents.

La pénétration du marché par le gaz naturel au Nouveau-Brunswick a été entravée par les combustibles concurrents. De nombreux clients résidentiels possèdent actuellement des chaudières au mazout, avec des poêles à bois ou des plinthes électriques pour le chauffage d'appoint. Nombre de foyers n'ont pas de système de chauffage à air pulsé et c'est pourquoi ils devraient engager des coûts importants en plus des coûts de conversion d'une chaudière pour utiliser le gaz naturel pour se chauffer. EGNB a déploré que la concurrence avec l'électricité pour le chauffage domestique n'ait pas été tout à fait juste du fait que les prix de l'électricité résidentielle sont largement à l'abri des variations de coûts des combustibles en raison de la réglementation des prix de l'électricité. À son avis, l'actuel marché des combustibles est dominé par un marché pétrolier très concentré et par un marché de l'électricité qui, selon elle, envoie des signaux de prix inappropriés.

EGNB a mis de l'avant des tarifs de distribution qui entraînent un coût total à la livraison chez le consommateur résidentiel d'environ 30 % au-dessous des coûts du mazout.

Pour améliorer la compétitivité du gaz naturel, EGNB a mis de l'avant des tarifs de distribution qui, combinés avec le coût d'un approvisionnement en gaz naturel (assuré par un commercialisateur), entraîneront un coût total réparti sur un an qui sera d'environ 30 % au-dessous des coûts du mazout pour les propriétaires de maisons, de 15 à 30 % au-dessous des coûts du mazout léger et de 5 % au-dessous des coûts du mazout lourd. EGNB fait remarquer que les économies réalisées par l'utilisateur varieront selon le choix courant de sa source d'énergie, son profil énergétique et l'efficacité de son équipement.

Établissement des règles pour une nouvelle concession de distribution de gaz - La question du contournement

En établissant la structure de fonctionnement d'une nouvelle entreprise de gaz naturel, le gouvernement vise généralement à créer un cadre commercial et réglementaire propre à faciliter le développement de l'entreprise, tout en étant juste envers toutes les parties concernées, y compris les entreprises auxiliaires et les entreprises concurrentes. L'une des questions les plus épineuses à régler concerne le service direct à de gros clients sans passer par l'entreprise de distribution.

Il est souvent plus économique pour un gros utilisateur industriel de s'approvisionner directement à un gazoduc sans passer par l'entreprise de distribution, ce qui lui évite de payer pour les services de distribution. Pour développer l'utilisation du gaz naturel au niveau local, ce peut être positif car cela peut encourager un ou plusieurs gros industriels à signer un contrat de service de gaz naturel à long terme, ce qui formerait le marché nécessaire pour justifier la construction d'un latéral coûteux. Ainsi, les industriels pourraient servir de marché « d'ancrage » permettant d'étendre ultérieurement le service de gaz aux utilisateurs plus petits. Sans ce marché d'ancrage, il serait peut-être difficile d'obtenir le financement nécessaire pour la construction d'un latéral et le service de gaz pourrait ne pas être accessible du tout à une localité.

Si le service direct de gaz peut avantager l'utilisateur industriel, il reste que cela empêche l'entreprise de distribution d'inclure les plus gros utilisateurs de gaz locaux dans son réseau de distribution et, par le fait même, d'avoir accès à une importante source de revenus. Lorsque de gros utilisateurs de gaz industriels contournent le distributeur, ce dernier est forcé de développer son entreprise avec des clients plus petits des secteurs commercial et résidentiel. Comme la desserte de petits marchés est beaucoup moins rentable, l'entreprise de distribution peut avoir beaucoup de mal à constituer son marché. C'est ainsi que dans le passé, certaines provinces ont décidé d'empêcher cette voie de contournement et de permettre au distributeur d'interfinancer ses tarifs de distribution en facturant davantage aux clients industriels et un peu moins aux clients des secteurs commercial et résidentiel.

Un utilisateur de gaz industriel qui opte pour le service direct jusqu'aux portes de son usine évite d'avoir à payer un droit de distribution et, ainsi, peut profiter d'avantages économiques. Il convient toutefois de noter qu'un consommateur industriel qui choisit la voie de contournement sera probablement tenu de s'engager à payer des droits de réservation garantie (« liés à la demande ») sur un réseau de transport à grande distance. Si l'entreprise industrielle cliente n'a pas besoin du gaz pour diverses raisons (rotations de l'usine, baisse de production, grève, etc.), elle doit pouvoir revendre sa capacité de transport, sinon elle réalisera une perte en payant le transport non utilisé. De plus, l'entreprise devra probablement commercialiser de nouveau ses engagements d'achat d'approvisionnements en gaz naturel. Les entreprises de distribution peuvent offrir des services d'équilibrage des charges, de stockage et de gestion des contrats de transport qui peuvent libérer l'utilisateur industriel de ces tâches. En raison des engagements financiers et des obligations opérationnelles qui accompagnent une décision de contournement, cela n'est généralement avantageux sur le plan économique que pour les gros utilisateurs industriels de gaz.

Comme le prix de gros du gaz naturel a été plus élevé que prévu, EGNB a dû maintenir des taux de distribution plus bas que prévu pour réaliser les économies projetées pour les prix de vente au détail du gaz naturel. Les écarts entre les frais d'exploitation d'EGNB et ses revenus sont accumulés et ESP NB a permis à EGNB d'amortir les pertes ainsi encourues sur la durée de 20 ans de sa concession afin de l'aider dans ses efforts de pénétration du marché. L'entreprise prévoit atteindre la rentabilité vers 2010.

Certains intervenants estiment que le développement du marché a été retardé parce que EGNB n'a pas été autorisée à vendre du gaz naturel directement. Les clients résidentiels doivent actuellement faire jusqu'à trois démarches pour passer au gaz naturel : il leur faut d'abord contacter un commercialisateur avec lequel ils doivent s'entendre sur un prix; puis prendre entente avec EGNB pour le service; et enfin s'entendre avec un entrepreneur pour installer le brûleur à gaz. La pénétration du marché a également été entravée par l'absence d'entrepreneurs compétents capables d'installer des appareils à gaz. L'absence de professionnels qualifiés signifie que de nombreux propriétaires ont dû attendre longtemps avant que ne soit installé leur équipement au gaz.

... on a du mal à organiser l'offre à des prix attirants pour les marchés des petits utilisateurs finals, dont les besoins sont imprévisibles.

Certains commercialisateurs ont également indiqué qu'il est difficile de concurrencer le marché des petits utilisateurs des secteurs résidentiel et commercial au Nouveau-Brunswick. Ils disent avoir du mal à organiser l'offre à des prix attirants pour les marchés des petits utilisateurs finals, dont les besoins sont imprévisibles. Avec de faibles charges et une capacité limitée de regrouper les charges, les utilisateurs ont été peu enclins à s'engager à réserver des capacités sur le gazoduc de M&NP. Ainsi, certains commercialisateurs achètent du gaz naturel au jour le jour pour leurs marchés. Compte tenu de la détermination limitée de prix journaliers dans les Maritimes et comme on connaît mal la disponibilité probable d'un surcroît de capacité sur le réseau de M&NP, il est difficile d'optimiser une stratégie d'achat. Parfois, pour obtenir du gaz naturel, il faut rivaliser avec d'autres utilisateurs dans les Maritimes et aux États-Unis.

4.1.3 Évolution du marché

Il existe un potentiel pour une utilisation accrue du gaz naturel au Nouveau-Brunswick, dans les secteurs suivants :

- pénétration accrue du gaz naturel dans les marchés actuellement desservis par EGNB;
- potentiel d'extension du service de gaz naturel vers le Nord-Est et le Nord-Ouest de la province;
- potentiel de production d'électricité dans les régions déjà approvisionnées en gaz naturel.

EGNB projette actuellement de raccorder environ 2 675 nouveaux clients en 2003. Pour cela, il faudra construire environ 90 km de conduites de distribution dans les agglomérations de Moncton, Saint-Jean, Fredericton, Oromocto et St. Stephen.

En ce qui concerne le projet de construction de pipelines vers le Nord-Est et le Nord-Ouest du Nouveau-Brunswick, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a manifesté beaucoup d'intérêt et de soutien au prolongement du service de gaz naturel vers ces régions. La province estime qu'il y existe une demande qu'il faut satisfaire chez les usines de pâtes et papiers, les usines de transformation d'aliments et les résidences. Le développement industriel se concentre surtout dans le Nord-Est de la province, en particulier autour de Belledune. Tractabel s'est montrée extrêmement intéressée à construire une grande centrale de cogénération à Belledune, mais le projet s'est buté sur plusieurs problèmes, notamment l'obtention d'un approvisionnement en gaz à long terme.

La construction de prolongements vers le Nord-Est et le Nord-Ouest de la province comporte des contraintes financières en raison de la distance et de la demande potentielle de gaz naturel. Les facteurs économiques liés à la construction d'un gazoduc plaident en faveur du transport de grandes quantités de gaz naturel sur de courtes distances. Plus la distance augmente et les volumes potentiels diminuent, plus la rentabilité de la construction diminue. M&NP a indiqué que, sur la base des estimations préliminaires des coûts de construction et des volumes probables à livrer, les clients qui appuieraient la construction de latéraux vers le Nord-Est ou le Nord-Ouest seraient obligés de participer aux coûts de construction. Bien sûr, cela diminuerait l'avantage économique de brûler du gaz naturel du point de vue des utilisateurs finals potentiels.

On a manifesté beaucoup d'intérêt pour la construction d'un prolongement du gazoduc de M&NP jusqu'à la frontière du Nouveau-Brunswick et du Québec qui serait raccordé au gazoduc de Cartier proposé. Ce gazoduc, dont les promoteurs sont Gaz Métropolitain et Cie L.P. et Enbridge Inc., apporterait le gaz marin de l'île de Sable jusqu'à Québec et au-delà. Il n'a pas été possible d'obtenir d'approvisionnements en gaz pour ce projet, si bien qu'il a fallu l'annuler, du moins pour l'instant.

Restructuration de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB)

Le 30 mai 2002, le gouvernement du Nouveau-Brunswick annonçait une restructuration majeure de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB). Au 1er avril 2003, Énergie NB est devenue une société de portefeuille composée de quatre sociétés exploitantes : Production, Nucléaire, Transport et Distribution/Service à la clientèle. ESP NB a tenu une audience publique sur un tarif à libre-accès. Une fois établi, le tarif devrait faciliter la construction d'installations de production par des tiers, qui auraient accès au réseau de transport d'électricité aux conditions établies par le tarif.

Le marché de l'électricité au Nouveau-Brunswick est marqué par une grande incertitude, en raison notamment de l'éventuelle nécessité de remettre à neuf ou de fermer définitivement la centrale nucléaire de Pointe Lepreau. En activité depuis près de vingt ans, elle nécessitera bientôt des travaux majeurs de remise à neuf. On estime que les coûts de cette opération avoisineront les 850 millions de dollars et l'on se demande quand elle se fera, si elle devait se faire. Si la centrale devait être remise à neuf, on assisterait à une chute dramatique de la capacité de production disponible lors de sa mise hors service.

Avec ou sans la remise à neuf de Pointe Lepreau, la marge de réserve de la capacité de production en période de pointe de la demande au Nouveau-Brunswick a diminué et l'on s'attend qu'il faudra ajouter de la capacité de production. Énergie NB discute avec les fournisseurs de gaz naturel de la possibilité d'obtenir des approvisionnements pour produire de l'énergie électrique. Selon Énergie NB, les discussions progressent de bonne foi.

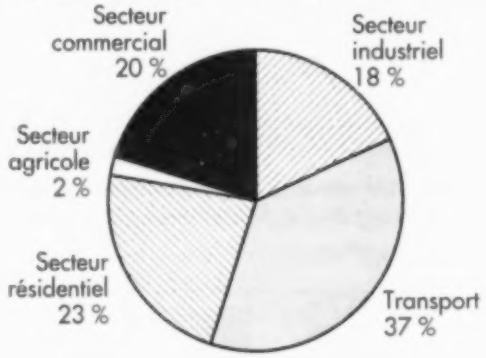
4.2 Nouvelle-Écosse

4.2.1 *Aperçu de la situation énergétique*

La consommation d'énergie par les utilisateurs finals en Nouvelle-Écosse, comme ailleurs au Canada atlantique essentiellement, repose pour beaucoup sur l'utilisation des produits pétroliers et de l'électricité, preuve de la disponibilité des combustibles et de l'existence de réseaux de livraison. Mis ensemble, les produits pétroliers et l'électricité représentent environ 90 % de la consommation totale d'énergie par les utilisateurs finals en Nouvelle-Écosse.

FIGURE 4.2.1

Consommation d'énergie en Nouvelle-Écosse en 2001



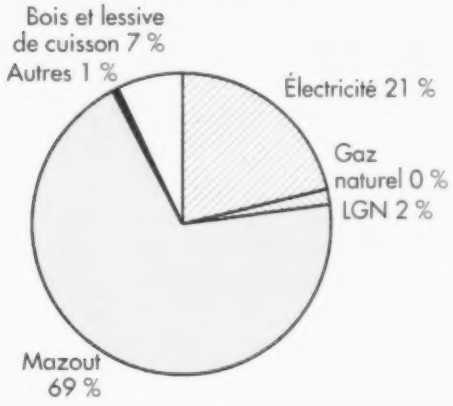
Total : 184.5 PJ/an

Le bois et les déchets de bois constituent également une source importante de combustible dans le secteur résidentiel et dans le secteur des pâtes et papiers.

Même si le gaz naturel est disponible depuis un certain temps en Nouvelle-Écosse, les réseaux locaux de livraison n'atteignent pas encore les marchés résidentiel et commercial. Au début de 2003, la consommation de gaz naturel en Nouvelle-Écosse se limitait principalement au marché de la production d'électricité et à une pénétration minimale dans le secteur industriel.

FIGURE 4.2.2

Répartition des combustibles chez les utilisateurs finals en Nouvelle-Écosse en 2001



Le marché néo-écossais du gaz naturel est entièrement constitué de gros utilisateurs du secteur industriel.

4.2.2 Marché du gaz naturel

Le marché du gaz naturel en Nouvelle-Écosse est entièrement constitué de gros utilisateurs du secteur industriel. Jusqu'au printemps 2003, l'absence d'un réseau local de distribution a empêché la viabilité de l'accès au gaz naturel par les petits clients des secteurs commercial et résidentiel.

Marchés industriels

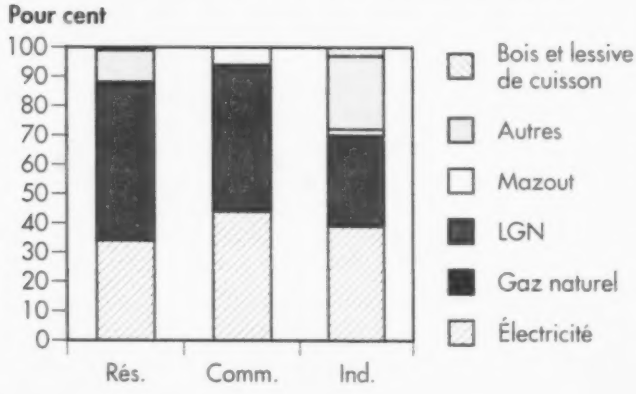
La Nouvelle-Écosse compte deux gros utilisateurs de gaz naturel : Stora Enso North America (Stora Enso) et Nova Scotia Power Inc. (NSPI).

L'usine Stora Enso de Port Hawkesbury, en exploitation depuis 1962, produit actuellement du papier journal et du papier satiné. Elle peut utiliser trois combustibles : les déchets de bois, le mazout lourd et le gaz naturel. Stora Enso a signé deux contrats d'approvisionnement en gaz naturel assortis d'une capacité de transport correspondante par le gazoduc de M&NP, pour un total de 11 000 10^3Btu par jour. Les besoins en gaz de l'usine de Port Hawkesbury varient selon la journée et la saison, mais en général ils sont inférieurs aux niveaux d'approvisionnement et de transport réservés par contrat. Stora Enso vend alors ses excédents de gaz naturel sur le marché secondaire par l'entremise d'un commercialisateur qui revend le gaz naturel à des acheteurs canadiens et américains.

Stora Enso prévoyait à l'origine construire une centrale à gaz, mais elle n'a pas donné suite à son projet en raison de la volatilité des prix du gaz naturel et du taux de change défavorable face au dollar américain. À long terme, Stora Enso prévoit une diminution de ses besoins en gaz naturel.

FIGURE 4.2.3

Répartition des combustibles – Secteurs rés./comm./ind. en Nouvelle-Écosse en 2001



Emera Inc. est une société d'énergie et de services diversifiée constituée de trois grandes unités d'exploitation : Nova Scotia Power Inc. (NSPI), Emera Energy et Bangor Hydro-Electric Company. NSPI est le principal fournisseur et distributeur d'électricité de Nouvelle-Écosse. En 1998, NSPI et Shell Canada Limitée ont signé un premier contrat d'utilisation du gaz naturel de l'île de Sable, en Nouvelle-Écosse. Le contrat prévoyait un total de 61 600 10^3Btu de gaz naturel par jour sur dix ans. Le gaz naturel devait être utilisé à

la centrale NSPI de Tuft's Cove à Dartmouth, devenue le client pilier qui a permis la construction d'un latéral jusqu'à Halifax. NSPI a investi 24 millions de dollars dans le projet pour modifier les trois centrales de façon qu'elles puissent brûler soit le gaz naturel, soit le mazout brut selon le prix du combustible le plus avantageux. L'usine réaménagée de Tuft's Cove, en activité depuis la fin de 2000, a une capacité de production de 350 MW et peut brûler jusqu'à 88 000 10³Btu de gaz naturel par jour.

NSPI cherche à utiliser le gaz naturel au maximum lorsque celui-ci est économique, mais le gaz naturel doit faire face à la concurrence des autres combustibles de la gamme de NSPI. Après l'hydroélectricité, qui ne comporte pas de coût en combustibles, c'est le charbon - la source dominante de NSPI - qui a le coût unitaire en combustible le plus bas, suivi du mazout et du gaz naturel, selon leur tarification relative. En 2002, 74 % de l'électricité de NSPI a été produite par le charbon, 13 % par le gaz naturel, 2 % par le mazout et le reste par des sources hydroélectriques ou achetées de producteurs d'électricité indépendants. En guise de comparaison, Tuft's Cove représente environ 16 % de la capacité de production installée de NSPI.

NSPI a indiqué que les prix du gaz ont été extrêmement volatils. Sans accès à des combustibles de remplacement, l'utilisation du gaz naturel pour produire de l'électricité serait beaucoup plus risquée. NSPI a souligné que les risques importants associés aux contrats d'approvisionnement et de transport nécessitent une gestion à la fois prudente et compétente.

Les risques importants associés aux contrats d'approvisionnement et de transport nécessitent une gestion à la fois prudente et compétente.

4.2.3 Évolution du marché

En novembre 1999, le Nova Scotia Utility and Review Board (UARB) a accordé à Sempra Atlantic Gas Inc. (Sempra Atlantic) une concession exclusive en vue de concevoir, construire et exploiter un réseau de distribution de gaz naturel en Nouvelle-Écosse. L'UARB a également accordé des concessions d'utilisateur final aux quatre utilisateurs industriels suivants : Stora Enso, NSPI, Canadian Gypsum et l'usine de fractionnement de Point Tupper.

Sempra Atlatic a décidé d'abandonner sa concession de dstribution de gaz.

Sempra Atlantic a entrepris la construction du réseau local en 2000, mais elle a abandonné le projet après seulement 15 km de construction du gazoduc. En 2001, Sempra Atlantic a soumis à l'UARB un plan de distribution révisé en précisant qu'elle abandonnerait la concession si les modifications n'étaient pas approuvées. Pour justifier sa demande de révision de l'entente, Sempra Atlantic a fait valoir que les objectifs de distribution étaient trop ambitieux et qu'elle n'avait pas reçu l'autorisation d'ériger des installations de distribution sur les servitudes existantes le long de l'accotement des routes. La concession comportait une condition, énoncée par l'UARB, l'obligeant à fournir du gaz naturel à 18 comtés dans un laps de temps de 8 ans. Sempra Atlantic a finalement décidé d'abandonner sa concession de distribution de gaz.

Suite à la décision de Sempra Atlantic, la province de Nouvelle-Écosse a mis en œuvre un processus pour réévaluer ses exigences en matière de distribution de gaz, lesquelles ont été modifiées depuis. Deux des principales modifications portaient, d'une part, sur l'élimination des cibles de service à l'échelle de la province et, d'autre part, sur le passage d'une structure de marché dégroupée à un modèle hybride où les commercialisateurs se concurrenceraient mutuellement et concurrenceraient la SDL pour commercialiser les approvisionnements de gaz naturel. Pour protéger le développement d'une concession, l'accès direct au sein d'un territoire visé par la concession était interdit pour une durée de dix ans. Toutefois, l'accès direct pour les quatre implantations existantes -

La province de Nouvelle-Écosse a mis en œuvre un processus pour réévaluer ses exigences en matière de distribution de gaz.

l'usine de fractionnement de Point Tupper, Canadian Gypsum, Stora Enso et la centrale électrique de Tuft's Cove - était assuré par une clause de droits acquis. Les localités non couvertes par une concession pourraient demander leur propre concession.

En juin 2002, l'UARB a lancé un appel de demandes de concessions de distribution de gaz naturel dites « full regulation class » (réglementées intégralement) à l'intérieur de la province. Cette catégorie de concession permet la construction et l'exploitation d'un réseau de livraison de gaz naturel dans plusieurs territoires de la province pendant une durée de 25 ans. Pour être prises en considération, les demandes devaient être assorties d'un plan de mise en œuvre pour fournir un service de distribution de gaz dans au moins quatre comtés sur un horizon de dix ans.

La province de Nouvelle-Écosse a accordé une concession de distribution de gaz à Heritage Gas et une concession conditionnelle à Strait Area Gas.

Deux entreprises ont présenté à l'UARB une demande de concession réglementée intégralement et en février 2003, le gouvernement de Nouvelle-Écosse entérinait officiellement la décision de l'UARB d'accorder une concession de distribution de gaz à Heritage Gas et une concession conditionnelle à la Strait Area Gas Corporation (Strait Area Gas).

Heritage Gas, un consortium canadien dirigé par SaskEnergy, AltaGas Services et Scotia Investments, a été formée pour distribuer du gaz en Nouvelle-Écosse. Les dix premières années, Heritage se propose d'investir 120 millions de dollars dans un réseau qui joindra 10 000 entreprises et clients résidentiels dans les comtés de Cumberland, Colchester, Pictou et Halifax, la municipalité du district d'East Hants ainsi que la région de Goldboro dans le comté de Guysborough (figure 4.2.4).

Heritage Gas prévoit livrer du gaz naturel aux clients de Dartmouth et Amherst, peut-être dès 2003; quant aux travaux de planification, de commercialisation et de génie, ils devraient débuter à la grandeur du territoire visé par la concession au cours des trois premières années de la concession.

Territoire de la concession accordée à Heritage Gas

Heritage Gas entend agrandir ses installations de distribution lorsque cela sera justifié sur le plan économique, ce qui supposerait la mise en place d'installations le long de l'actuel réseau de M&NP et là où de nouvelles installations pipelinières deviennent disponibles.

Heritage Gas prévoit que la consommation potentielle de gaz naturel dans le territoire visé par sa concession totalisera environ 37,5 millions de GJ par an. Les petits utilisateurs devraient y représenter environ 97 % de sa clientèle, soit environ 50 % du volume total de gaz naturel. Les commerces et les institutions représentent environ 3 % de sa clientèle éventuelle, ou 29 % de la consommation globale. Enfin, les industries et les producteurs d'électricité devraient constituer moins de 1 % de sa clientèle, mais 21 % de ses livraisons.

Heritage Gas prévoit que ses besoins en approvisionnement en gaz naturel seront très modestes au début; c'est pourquoi elle distribuera son gaz naturel par contrat uniquement en fonction des besoins. Hormis un protocole d'entente avec Emera, Heritage Gas n'a pas de contrats fermes d'approvisionnement. Elle espère toutefois que les producteurs de SOE mettent à disposition - 10 500 GJ/j (3,8 10^6 GJ/an) en Nouvelle-Écosse, conformément à l'entente initiale conclue avec SOE. Heritage Gas prévoit que d'autres commercialisateurs de la région vendront du gaz naturel en Nouvelle-Écosse.

En raison de la petitesse de la clientèle et de l'absence d'installations de stockage pour gérer l'offre, Heritage Gas estime qu'elle aura peu de chance d'avoir une garantie de prix et que les achats de gaz seront soumis à la volatilité des prix journaliers sur le marché du Nord-Est américain. Alors que le risque de prix se répercutera sur les consommateurs, Heritage Gas établira un compte de report pour faciliter la gestion de ces fluctuations de prix.

D'autre part, l'UARB a accordé une seconde concession de distribution de gaz, conditionnelle celle-là, à Strait Area Gas, entreprise locale créée récemment et détenue conjointement par les villes de Port Hawkesbury et Mulgrave. Sa demande à l'UARB comprenait un plan de distribution de gaz de 4,2 millions de dollars destiné à apporter le gaz naturel à 350 clients des secteurs résidentiel et industriel en cinq ans et à 1 100 autres d'ici à 2025. Sa clientèle se recruterait dans des localités des comtés d'Antigonish, Guysborough, Inverness et Richmond.

L'UARB, en plus de lui réclamer d'autres renseignements, a demandé à Strait Area Gas de se présenter à une seconde audience publique afin de préciser ses intentions, en particulier la manière dont elle compte édifier et exploiter un réseau de distribution de gaz naturel et distribuer le produit après la mise en place de son infrastructure.

M&NP fait actuellement des recherches en vue de construire un latéral de 50 km qui irait jusqu'à Hantsport/Windsor, en Nouvelle-Écosse, et approvisionnerait éventuellement une centrale à gaz. S'il devait être construit, le latéral pourrait servir de point de départ pour approvisionner en gaz naturel la vallée d'Annapolis. Elle a également étudié la possibilité de construire un latéral de 20 km qui desservirait une clientèle industrielle du comté de Trenton/Pictou. Comme cette région enregistre la deuxième demande d'énergie industrielle en importance en Nouvelle-Écosse et que ces industries et entreprises sont essentiellement petites, celles-ci n'auraient probablement pas les ressources nécessaires pour s'engager à long terme à l'égard d'une capacité de transport et d'achats de gaz naturel. On s'attend donc que le service serait fourni par l'entremise d'un réseau de distribution.

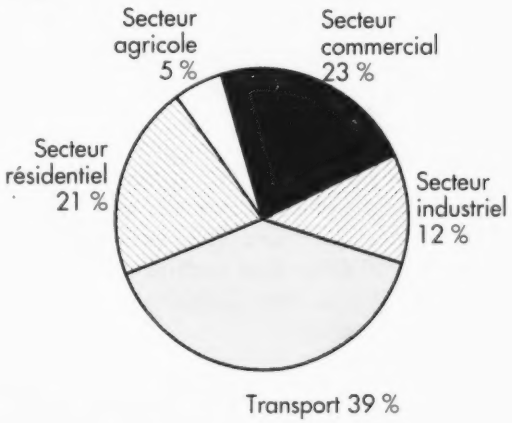
4.3 Île-du-Prince-Édouard

4.3.1 *Aperçu de la situation énergétique*

La venue du gaz naturel marin néo-écossais dans les Maritimes a permis à l'Île-du-Prince-Édouard de diversifier ses approvisionnements énergétiques. Mises à part l'utilisation du bois dans le secteur résidentiel et l'utilisation limitée du propane dans l'ensemble des secteurs, le mazout et l'électricité comptent pour plus de 90 % de l'utilisation ultime d'énergie consommée dans l'île. L'électricité est fournie surtout par un raccordement au réseau d'Énergie NB par câble sous-marin, lequel est sur le point d'atteindre sa pleine capacité.

FIGURE 4.3.1

Consommation d'énergie à l'Î.-P.-É. en 2001



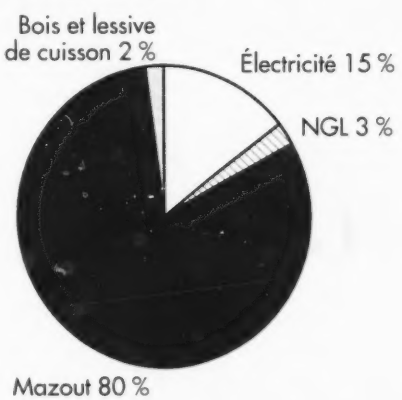
Total : 23,9 PJ/an

4.3.2 *Évolution du marché*

Dans le passé, Maritime Electric, le fournisseur et distributeur d'électricité dans la province, pouvait acheter son électricité du continent à prix raisonnables en raison de la construction rapide de plusieurs grandes installations de production pour réaliser des économies d'échelle. Ces grandes installations étaient plus efficaces que celles qui étaient en activité jusque-là et des surplus d'électricité pouvaient être achetés à même la capacité de production disponible après qu'Énergie NB avait utilisé ses sources d'énergie aux plus bas coûts pour répondre aux besoins de sa clientèle du Nouveau-Brunswick. Les prix étaient attrayants car ils étaient basés sur le coût de production d'Énergie NB et ils étaient sensiblement plus bas que ceux de Maritime Electric. Depuis quelques années toutefois, les prix plus élevés auxquels a accès Énergie NB sur le marché du Nord-Est des États-Unis se sont traduits par une hausse du prix de l'électricité fournie à l'Île-du-Prince-Édouard. De plus, la capacité de production excédentaire qui existait au Nouveau-Brunswick s'est érodée car les charges du marché intérieur ont augmenté alors que la capacité de production n'a pas augmenté depuis 1993. Il a donc fallu recourir à des sources de production plus coûteuses pour exporter de l'électricité dans la province. La situation a empiré en raison de la récente hausse du prix du pétrole car la production dont peut bénéficier Maritime Electric provient principalement du mazout.

FIGURE 4.3.2

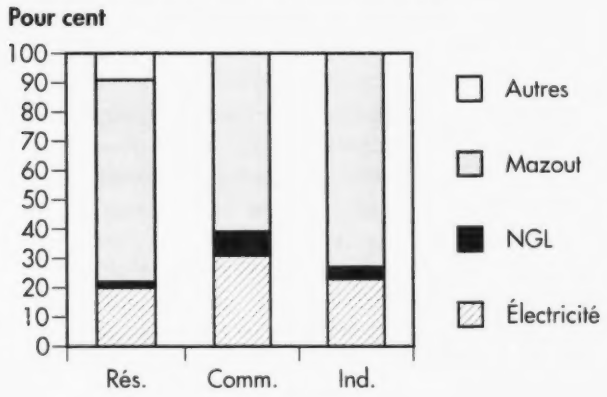
Répartition des combustibles chez les utilisateurs finals de l'Î.-P.-É. en 2001



L'objectif de l'Île-du-Prince-Édouard est d'atteindre la stabilité au niveau de ses tarifs d'électricité et de devenir moins dépendante des sources de production du continent. Les charges ont augmenté à un point tel que les pointes vont bientôt dépasser la capacité des câbles de transport sous-marins. De

FIGURE 4.3.3

Répartition des combustibles – Secteurs rés./comm./ind. de l'Î.-P.-É. en 2001



plus, un accroissement de la capacité des câbles n'apporterait pas nécessairement une plus grande stabilité des tarifs car la province dépendrait toujours du continent pour ses sources d'approvisionnement et ses prix. À cet égard, le contrat d'approvisionnement signé avec Énergie NB vient à expiration en 2006 et il y a une certaine incertitude quant à la disponibilité future des approvisionnements,

L'objectif de l'Î.-P.-É. est d'atteindre la stabilité au niveau de ses tarifs d'électricité.

compte tenu de la nécessité de remettre à neuf la centrale nucléaire de Pointe Lepreau.

Contrairement à la Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick, l'Île-du-Prince-Édouard ne dispose pas de ressources naturelles comme le charbon ou l'eau pour produire de l'électricité. Pour satisfaire ses besoins énergétiques, la province de l'Île-du-Prince-Édouard a élaboré un plan de développement du gaz naturel qui prévoit notamment une allocation pour la production d'électricité au gaz, la distribution de gaz et l'accès au gaz naturel par les gros consommateurs industriels de la province. La mise en œuvre du plan de développement devait à l'origine coïncider avec la disponibilité des approvisionnements en gaz naturel de Deep Panuke. Les besoins en gaz naturel dans le cadre du plan de développement devraient se chiffrer au total à environ 44 000 10^6Btu par jour la troisième année, pour atteindre 47 700 10^6Btu par jour la dixième année du plan.

L'élément clé du plan est la mise en place d'installations de production d'électricité au gaz.

L'élément clé du plan est la mise en place d'installations de production d'électricité au gaz afin de fournir une charge d'ancrage pour financer la construction d'un latéral en provenance du continent. Le gouvernement de l'Î.-P.-É., par l'entremise de la PEI Energy Corporation et ses partenaires, Maritime Electric et Emera Energy, a élaboré un plan en vue de construire des installations de production comprenant trois turbines à gaz de 50 MW qui consommeraient au total environ 32 000 10^6Btu par jour à leur capacité de pointe. Un surcroît d'électricité de 40 à 50 MW serait fourni par un générateur de vapeur à cycle combiné (avec les turbines à gaz).

Au total, le plan proposé fournirait de 190 à 200 MW d'électricité. À titre de comparaison, la demande de pointe d'électricité de la province est d'environ 200 MW. Maritime Electric s'attend qu'elle utilisera environ 50 % de la production proposée pour répondre aux besoins de la province, le reste devant être vendu par Emera aux marchés du Nouveau-Brunswick, de la Nouvelle-Écosse et du Nord-Est des États-Unis. Les promoteurs du projet ont indiqué que l'accès aux marchés extérieurs pour vendre leurs surplus d'électricité est essentiel pour que le projet se concrétise, car la charge de l'Î.-P.-É. n'est pas suffisamment grande pour absorber toute la production liée au projet. L'accès aux marchés du gaz de l'extérieur de l'Î.-P.-É. est également nécessaire pour gérer le risque des engagements fermes à long terme pris à l'égard des approvisionnements et du transport.

La capacité de production du projet dépasse les besoins de l'Î.-P.-É. afin d'ajouter des volumes additionnels de gaz naturel pour aider à satisfaire les besoins du critère économique prévu par la Politique sur les latéraux de M&NP. Cependant, toutes les parties s'attendent que les facteurs économiques du latéral proposé ne satisferont pas entièrement cette exigence et qu'une aide à la construction sera nécessaire.

... la distribution locale se fera graduellement (...), les régions les plus rentables devant être desservies en premier. La province se départira de sa participation une fois le réseau de distribution développé.

Le plan de développement prévoit la distribution de gaz naturel aux utilisateurs finals. Pour amorcer la distribution de gaz dans l'île, la province, par l'entremise de la PEI Energy Corporation, signera des contrats d'approvisionnement et de transport. La PEI Energy Corporation a entrepris ses travaux préliminaires de conception et de génie pour la distribution dans les localités de Charlottetown, Summerside et Borden-Carleton. D'après le plan, la distribution locale se fera graduellement sur une période de dix ans, les régions les plus économiques devant être desservies en premier et celles qui auront été jugées moins rentables étant raccordées au réseau ultérieurement. La province prévoit agir de concert avec le secteur privé pour développer le réseau et se départir de sa participation une fois le réseau de distribution développé.

Négociations relatives à l'approvisionnement

Les promoteurs du projet de l'Î.-P.-É ont entrepris des discussions avec plusieurs fournisseurs de gaz naturel. Les parties se sont dites raisonnablement satisfaites des négociations et prudemment optimistes quant à la conclusion d'une entente d'approvisionnement. EnCana a indiqué qu'elle était disposée à vendre du gaz de Deep Panuke aux acheteurs canadiens, à condition de négocier des conditions mutuellement acceptables. Même si le profil de production de Deep Panuke ne se prêtait pas aux ventes à long terme, EnCana négociait avec plusieurs acheteurs canadiens pour tenter de satisfaire leurs intérêts.

La province a annoncé avoir conclu une entente et signé une liste de conditions avec EnCana pour l'approvisionnement en gaz naturel.

À la fin de janvier 2003, la province de l'Île-du-Prince-Édouard a annoncé que les partenaires du projet avaient conclu une entente et signé une liste de conditions avec EnCana pour l'approvisionnement en gaz naturel, liste qui énonce les conditions de vente du gaz naturel, dont le prix, le volume et la durée du contrat, et qui sert de base à un contrat ferme de vente de gaz.

Les promoteurs du projet de l'Î.-P.-É. s'attendent que la demande par EnCana d'un report des démarches de réglementation entraînera un retard d'un an, dans le meilleur des cas, et ils estiment que le gaz sera disponible dans la province avant la fin de 2007. Les promoteurs indiquent que la liste des conditions signée leur donne l'assurance qu'ils pourront acheter du gaz naturel dès que Deep Panuke commencera sa production. Dans l'intervalle, Maritime Electric examine les diverses options pour gérer la charge sur le raccordement avec le Nouveau-Brunswick. Elle pourrait installer une centrale au mazout en vue de la convertir au gaz naturel lorsque celui-ci deviendra disponible.

Négociations sur le transport par gazoduc

Les promoteurs du projet de l'Î.-P.-É. négocient avec M&NP concernant la construction d'un latéral à partir de la canalisation principale pour transporter le gaz naturel dans l'île. M&NP a indiqué qu'il lui faudrait des preuves de l'existence d'une offre de gaz et la signature d'un contrat de service de transport garanti avant d'amorcer les études techniques détaillées et le calcul détaillé du prix de revient et de passer à l'étape suivante du développement. Si EnCana s'engageait réellement à l'égard de la date d'entrée en service proposée à l'origine, soit novembre 2006, un contrat de transport pour

le latéral de l'Î.-P.-É. serait requis d'ici à la fin de 2003 pour que M&NP ait suffisamment de temps pour procéder aux études techniques détaillées, élaborer une demande et suivre le processus de réglementation. En raison du retard, toutes les dates indiquées dans le contrat de transport d'EnCana devraient être reportées d'au moins un an. Ainsi, les acheteurs de l'île auront plus de temps pour développer des projets avant qu'EnCana ne doive s'engager à l'égard du transport garanti vers les États-Unis.

Le latéral proposé traverserait le détroit de Northumberland près du Pont de la Confédération et arriverait à proximité de Borden.

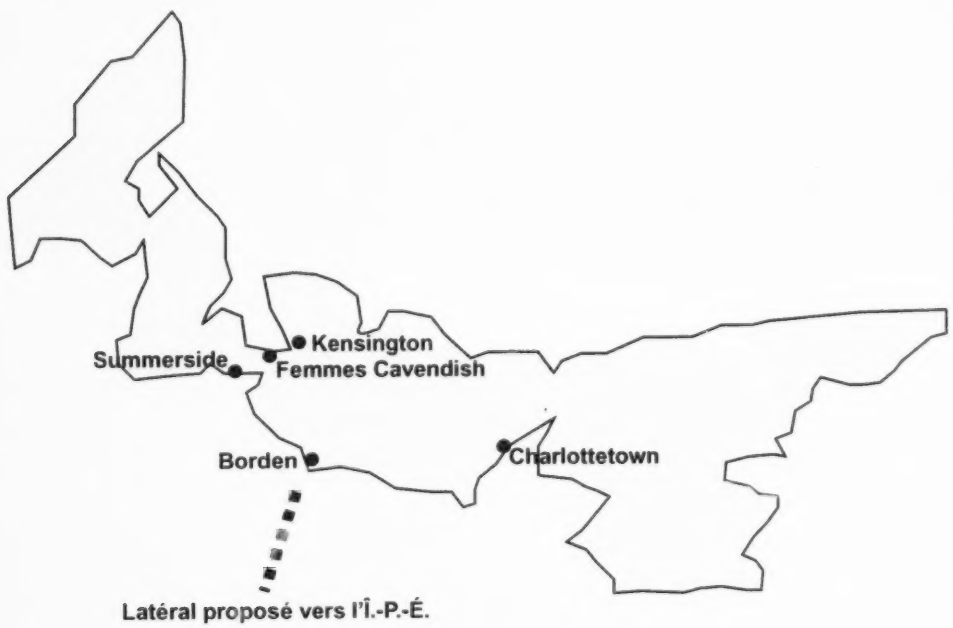
Le latéral proposé partirait de la canalisation principale de M&NP au Nouveau-Brunswick, traverserait le détroit de Northumberland près du Pont de la Confédération et arriverait à terre près de Borden. M&NP construirait des installations pipelinières jusqu'à Charlottetown, Borden et Summerside et un point de livraison pour le secteur industriel jusqu'aux Fermes Cavendish (figure 4.3.4).

Au moment d'écrire ces lignes, deux emplacements étaient envisagés pour le projet de production d'électricité au gaz : le premier est la centrale de Charlottetown et le second, l'actuelle centrale de Maritime Electric à Borden située près du point d'arrivée à terre du Pont de la Confédération. Si la centrale était construite à Borden, cela réduirait le coût de construction d'un latéral vers l'Île-du-Prince-Édouard car le prolongement du latéral entre Borden et Charlottetown pourrait être construit avec des conduites de plus petites dimensions.

Pour permettre à toutes les parties de bien saisir les coûts de construction en cause, M&NP et un consultant engagé par l'Î.-P.-É. ont examiné ensemble les estimations initiales, qui allaient de 75 millions à 85 millions de dollars. Vu certains impondérables, dont le coût de la traversée du détroit de Northumberland, M&NP a souligné que ces estimations pourraient être moins élevées de 15 % ou

FIGURE 4.3.4

Carte de l'Île-du-Prince-Édouard



plus élevées de 40 %. Vu l'incertitude des estimations actuelles, une entente sur les coûts d'un latéral vers l'Î.-P.-É. n'a pas encore été conclue par les parties. La PEI Energy Corporation a indiqué que si les coûts estimatifs finals étaient sensiblement plus élevés que les estimations préliminaires de 75 à 85 millions de dollars, le projet ne serait pas rentable.

Les coûts de construction estimatifs présentés par M&NP soulèvent certaines préoccupations auprès des promoteurs du projet. Selon eux, la structure géologique de l'Î.-P.-É. devrait permettre de construire à un coût moindre qu'au Nouveau-Brunswick ou qu'en Nouvelle-Écosse. Les promoteurs, estimant que leurs données techniques prévisionnelles sont fiables, envisageraient la possibilité d'autres solutions que la construction par M&NP du latéral proposé. Ils se demandent également si la façon dont est établi le taux de rendement de M&NP, qui est fonction de sa base tarifaire, n'anéantit pas tout incitatif pour la société à rechercher des gains d'efficience sur le plan des coûts de construction. M&NP a toutefois fait remarquer qu'elle est tenue de démontrer qu'elle se montre prudente dans ses investissements.

ENJEUX DU MARCHÉ DU GAZ NATUREL DES MARITIMES

Le présent chapitre porte sur les facteurs qui pourraient constituer des obstacles au développement du marché du gaz naturel dans les Maritimes. Il sera question aussi des avantages que représente l'industrie du gaz naturel pour les Maritimes.

5.1 Développement du marché du gaz naturel dans les Maritimes

Un certain nombre d'intervenants nourrissaient de grands espoirs de voir, une fois développé le projet SOE, que le gaz naturel deviendrait largement utilisé dans les Maritimes. Comme on l'a vu dans les chapitres précédents, le gaz naturel n'a pas pénétré de façon appréciable les secteurs résidentiel ou commercial et, à part quelque gros utilisateurs, il n'est pas non plus largement utilisé dans le secteur industriel. Bien des facteurs ont empêché jusqu'ici l'accroissement de l'utilisation du gaz naturel; la plupart auront d'ailleurs une incidence sur le développement futur du marché.

Concurrence des autres combustibles

Après discussions avec les utilisateurs de gaz naturel des Maritimes, il est devenu clair qu'un obstacle de taille à l'accroissement de l'utilisation du gaz naturel est la difficulté de concurrencer les combustibles qui sont bien établis dans ces provinces.

Un obstacle de taille à l'accroissement de l'utilisation du gaz naturel est la difficulté de concurrencer les combustibles qui sont bien établis.

En général, les provinces Maritimes ont un accès facile au mazout importé à des prix concurrentiels. Depuis la forte hausse des prix survenue en janvier 2001, le gaz naturel est en moyenne beaucoup plus cher que durant toute la décennie 1990, y compris la période où le projet SOE a été conçu et construit.

De plus, la Nouvelle-Écosse a de tout temps utilisé le charbon pour produire son électricité. Le Nouveau-Brunswick, quant à lui, possède la centrale nucléaire de Pointe Lepreau, qui subvient au quart des besoins en électricité de la province (et au cinquième des besoins de l'Î.-P.-É.) à un coût marginal de production très bas. Le Nouveau-Brunswick a également accès à l'énergie hydroélectrique et à des quantités considérables de déchets de bois, un dérivé bon marché de son importante production de pâtes et papiers.

L'Île-du-Prince-Édouard n'a pas accès aux déchets de bois ni au charbon, mais elle a accès au mazout à des prix concurrentiels. Elle obtient l'essentiel de son électricité par câble sous-marin venant du Nouveau-Brunswick et, jusqu'à récemment, l'électricité a été disponible à prix raisonnables.

Côté résidentiel, de nombreux clients utilisent le pétrole ou le propane, qui sont livrés plus facilement dans un grand territoire sans qu'il soit besoin de construire un réseau de distribution. De nombreux utilisateurs résidentiels utilisent également le bois comme combustible d'appoint, un autre combustible largement disponible presque partout au Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Écosse et dans l'Île-du-Prince-Édouard.

Bref, il existe de nombreux types de combustibles dans les Maritimes qui ne nécessitent pas d'investissements dans l'infrastructure pipelinière ni dans l'installation de nouveaux brûleurs à gaz. De plus, les utilisateurs d'énergie des Maritimes ont une longue tradition d'utilisation de ces combustibles; ils sont à l'aise avec eux et ont besoin de voir des avantages considérables à l'utilisation du gaz avant d'investir pour s'y convertir. Certains intervenants ont fait remarquer que la sensibilisation du public aux avantages du gaz naturel sera un aspect fondamental du développement du marché du gaz naturel dans les Maritimes.

De nombreux combustibles disponibles dans les Maritimes ne nécessitent pas d'investissements dans l'infrastructure ni dans l'installation de nouveaux brûleurs à gaz.

Dans des régions comme l'Île-du-Prince-Édouard ou le Nord-Est et le Nord-Ouest du Nouveau-Brunswick, où les installations pipelinières sont inexistantes, il faudrait d'abord consentir d'importants engagements financiers dans la construction de gazoducs. Pour cette raison, le gaz naturel est beaucoup moins attrayant en comparaison d'autres combustibles, par exemple le mazout.

Coûts de conversion - Longue période de récupération

Le coût de conversion de l'équipement et des installations pour brûler le gaz naturel constitue un autre obstacle pour les consommateurs domestiques. Les utilisateurs industriels et commerciaux ont généralement besoin d'un maximum de trois ans en économies de combustibles pour récupérer les dépenses en immobilisations engagées pour le brûleur à gaz. Si les utilisateurs du secteur industriel ne sont pas certains de réaliser d'importantes économies de combustibles, ils hésiteront à se convertir au gaz naturel.

Le coût de conversion au gaz naturel constitue un obstacle pour les consommateurs domestiques potentiels.

Les économies de combustibles réalisées avec la conversion au gaz naturel ne proviennent pas seulement des coûts moins élevés du combustible, mais aussi d'une combustion plus efficace du gaz naturel. Heritage Gas est d'avis que les chaudières au mazout en Nouvelle-Écosse ne sont efficaces en moyenne qu'à environ 60 %, alors que celles au gaz naturel le sont dans une proportion de 80 % à 90 % (chaudières à efficacité moyenne à élevée). Pour les utilisateurs résidentiels qui installent une nouvelle chaudière à gaz en remplacement de leur chaudière au mazout, il leur en coûte en général de 3 000 $ à 3 500 $. C'est une dépense considérable et les consommateurs doivent être bien certains de pouvoir réaliser des avantages à long terme avant de s'engager dans une telle dépense. En Nouvelle-Écosse, la *Nova Scotia Gas Market Development Initiative* financée par les producteurs est disponible pour utilisation par le gouvernement de cette province pour encourager la pénétration du gaz naturel. Le fonds de 20 millions de dollars pourra servir à financer les coûts de conversion des consommateurs des secteurs résidentiel, industriel et commercial.

Un autre moyen de réduire les coûts de conversion et la période de récupération est d'utiliser des brûleurs de substitution, dont le coût varie de 500 $ à 1 000 $. Toutefois, ces brûleurs sont moins efficaces qu'une chaudière à gaz neuve.

Un grand nombre de foyers des Maritimes, particulièrement au Nouveau-Brunswick, se chauffent avec des plinthes électriques. Ces maisons n'ont pas de système de chauffage à air pulsé ou à chaudière, auquel cas les coûts de conversion au gaz naturel seraient accrus par la nécessité d'en installer un. Il y a peu de potentiel pour une pleine conversion au gaz naturel dans ces foyers. Dans certains cas, les propriétaires de maisons du Nouveau-Brunswick ont opté pour le gaz naturel pour chauffer l'eau et alimenter leur cuisinière ou leur barbecue. Cependant, l'utilisation du gaz naturel y est assez faible. Aussi, les économies, du point de vue du distributeur ou du commercialisateur, sont marginales.

Pénurie de main-d'œuvre qualifiée

M&NP et EGNB ont indiqué qu'au début leurs entrepreneurs ont eu du mal à trouver de la main-d'œuvre qualifiée pour construire les latéraux, les canalisations principales de distribution et les installations en aval. Les coûts liés à la recherche et à l'embauchage d'ouvriers qualifiés capables de construire des gazoducs ont fait grimper les coûts de construction des gazoducs dans les Maritimes.

EGNB a de plus souligné que les propriétaires ont eux aussi eu du mal à trouver des ouvriers qualifiés en assez grand nombre pour effectuer les raccordements et installer les chaudières et appareils résidentiels. Alors que EGNB a pris des mesures pour parer à la situation, les retards au départ à obtenir de l'équipement et à installer les chaudières n'ont probablement pas rehaussé la réputation du gaz naturel aux yeux des utilisateurs résidentiels.

Distribution et vente au détail

La province du Nouveau-Brunswick a modifié la loi pour permettre à EGNB d'offrir des services groupés.

Les règles s'appliquant aux concessions de distribution de gaz naturel au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse soulèvent des préoccupations. Initialement, au Nouveau-Brunswick, EGNB ne pouvait vendre de gaz naturel. Ce modèle, selon lequel le rôle d'une société de distribution auprès des clients branchés au réseau de gaz naturel doit se limiter à sa fonction de transporteur tandis que la vente de gaz naturel doit être assurée strictement par des tiers commercialisateurs, vient tout juste

Facteurs économiques de conversion au gaz naturel

Un client résidentiel qui passe du mazout au gaz naturel pour se chauffer compte généralement réaliser des économies à long terme en raison du coût moins élevé du gaz naturel. Les économies doivent être évaluées par rapport à un investissement de départ dans une nouvelle chaudière à gaz naturel, qui coûte normalement entre 3 000 $ et 3 500 $, en retour d'une économie à long terme sur les coûts du mazout.

À supposer qu'un client résidentiel qui passe au gaz naturel économiserait 500 $ par an en combustible, il récupérerait ses coûts de conversion en six à sept ans.

Pour certains clients résidentiels, la perspective de devoir faire un tel déboursement d'argent va les décourager à investir dans une chaudière à gaz. Toutefois, pour les clients qui doivent peut-être remplacer leur chaudière au mazout ou leur réservoir de mazout, les facteurs économiques de la conversion peuvent s'améliorer car ces clients devraient quand même débourser pour rester au mazout. De plus, de nombreux clients seront attirés par les caractéristiques que le gaz naturel peut fournir (cheminée au gaz naturel, barbecue extérieur, chauffage de l'eau et cuisinière plus efficace).

Les avantages économiques réels pour le client individuel dépendent de plusieurs facteurs. Il faut noter que cet exemple ne sert qu'à illustrer le compromis à faire entre des dépenses en immobilisations au départ et les économies de carburant annuelles; il ne reflète peut-être pas exactement les avantages économiques qu'il y a à utiliser soit le mazout, soit le gaz naturel pour un client ou un groupe de clients des Maritimes.

d'être adopté dans l'État de Georgia. Ailleurs, en Ontario par exemple, il n'existe pas de règlements visant à interdire les SDL de vendre du gaz naturel. Seules les régions où le réseau pipelinier, l'infrastructure de distribution et le gaz naturel sont bien établis ont adopté le modèle des services de distribution dégroupés. EGNB maintient que les restrictions qui lui sont imposées relativement à la vente de gaz naturel ne conviennent pas dans un nouveau marché et ont nui au développement du marché du gaz naturel au Nouveau-Brunswick. En mars 2003, le gouvernement de la province a donné la sanction royale à une modification de la *Loi de 1999 sur la distribution du gaz* visant à autoriser le distributeur à vendre du gaz naturel suivant les conditions prescrites par le règlement. Grâce à cette modification législative, EGNB est en mesure d'offrir des services groupés.

Selon EGNB, une des lacunes du modèle antérieur découlait du fait que le développement du marché du gaz naturel reposait sur les commercialisateurs. Comme ces derniers oeuvrent également dans le marché de détail du mazout et du propane, ils ne sont peut-être pas aussi intéressés à développer le marché du gaz naturel.

Comme nous le mentionnions plus tôt, en Nouvelle-Écosse, la concession de distribution qui avait été accordée initialement à Sempra Atlantic n'a pas donné les résultats escomptés. En conséquence, à ce jour, le gaz naturel n'est pas utilisé dans les secteurs résidentiel et commercial de cette province. Bien qu'en rétrospective il serait facile d'affirmer que les objectifs ciblés pour le développement du marché étaient trop optimistes, cette situation met en lumière la difficulté d'établir des règles pertinentes pour les nouvelles concessions de distribution du gaz.

Enjeux relatifs à l'offre

Les taux de réussite dans un nouveau bassin sont habituellement faibles. Pour ces raisons, les travaux d'exploration et de mise en valeur dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse comportent de grands risques. Les producteurs soulignent que les coûts sont élevés (10 à 25 % de plus que dans le golfe du Mexique), l'interprétation des données sismiques est difficile et les délais d'exécution des travaux de mise en valeur sont longs. Les prix de revient élevés sont attribuables à de nombreux facteurs, dont les conditions climatiques et océanographiques ainsi que les faibles économies d'échelle résultant du manque de continuité des activités. Pour forer des puits dans les eaux peu profondes de la Plate-forme Néo-Écossaise, il en coûte de 40 à 80 millions de dollars et ces coûts passent de 70 à 120 millions de dollars pour le forage de puits en eau profonde. Toutefois, l'augmentation du niveau des activités pourrait contribuer à réduire les coûts dans l'avenir.

Les taux de réussite dans un nouveau bassin sont habituellement faibles; les travaux d'exploration et de mise en valeur dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse comportent de grands risques.

Les producteurs ont indiqué qu'il y avait lieu de rehausser l'efficacité de la réglementation. Tout délai inutile imposé dans le cadre du processus d'approbation réglementaire peut être lourd de conséquences sur la valeur économique actuelle du projet et la capacité des promoteurs d'attirer des investisseurs, à qui s'offrent d'autres choix d'investissements. Le nombre d'organismes de réglementation et de règlements intervenant dans l'élaboration d'un projet extrâcotier au Canada est également préoccupant. Selon certains, il est difficile d'obtenir que les divers organismes de réglementation travaillent de concert vers un but commun. Les producteurs estiment que la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* pose problème, surtout en ce qui concerne la nouvelle exigence proposée selon laquelle les puits d'exploration pourraient devoir faire l'objet d'une évaluation approfondie. À Halifax, en novembre 2002, des représentants du gouvernement et de l'industrie se sont réunis lors de la Table ronde sur l'énergie de l'Atlantique afin d'élaborer des initiatives conjointes qui permettront de relever les défis importants et de tirer pleinement parti des possibilités offertes par la zone extracôtière. Les échanges à la Table ronde, auxquels ont participé le

ministre de Ressources naturelles Canada, M. Herb Dhaliwal, des ministres des gouvernements fédéral et provinciaux ainsi que de hauts représentants de l'industrie, ont débouché sur la création d'un comité directeur sur les questions du pétrole et du gaz extracôtiers qui sera chargé de recommander des améliorations au cadre réglementaire des régions extracôtières.

Par ailleurs, plusieurs producteurs ont souligné que la certitude réglementaire s'imposait, surtout en ce qui concerne l'accès aux marchés, pour compenser les risques liés à la mise en oeuvre de projets extracôtiers, notamment les risques d'exploration, de production et de prix ainsi que ceux qui découlent des engagements à long terme en matière de capacité de transport garanti.

Les producteurs ont exprimé la nécessité d'assurer la certitude réglementaire relativement à l'accès aux marchés.

Nombre d'intervenants du marché ont indiqué que la disponibilité des approvisionnements en gaz naturel au jour le jour et l'accès à ce gaz ne suscitent aucun problème majeur. En général, le développement du marché des Maritimes dans les régions déjà desservies par des latéraux n'a pas subi de ralentissement à cause d'approvisionnements inadéquats. Le marché continue toutefois de dépendre d'une seule source, le projet SOE. La production ayant diminué dernièrement, les exploitants ont annoncé leur intention de mettre en branle la deuxième partie du projet pour maintenir le volume de production. Certains acheteurs de gaz ont souligné qu'en raison des contraintes d'approvisionnement actuelles, il leur était parfois difficile de se procurer du gaz sur le marché quotidien et ils devaient s'approvisionner sur le marché de Boston en rachetant du gaz déjà vendu, engageant ainsi des coûts du gaz plus élevés. Le problème serait moins grave s'il y avait d'autres sources d'approvisionnement.

Dans les régions où les installations de transport sont inexistantes, l'aménagement d'infrastructures additionnelles devra reposer sur des garanties d'approvisionnement à long terme. Le cas échéant, il faudra soit mettre en valeur une nouvelle source d'approvisionnement, soit racheter du gaz déjà vendu à d'autres utilisateurs. Certains intervenants ont souligné que le rendement du projet SOE a été décevant, suscitant des doutes quant à la teneur de l'approvisionnement. L'annonce qu'EnCana mettait en veilleuse le projet Deep Panuke a, jusqu'à un certain point, contribué à assombrir les perspectives de mise en valeur de sources d'approvisionnement additionnelles.

Les résultats des programmes de forage au cours des prochaines années seront déterminants pour établir la capacité de production du bassin Néo-Écossais. À plus long terme, la production de ce bassin dépendra beaucoup des engagements en matière d'exploration. Les programmes de forage d'exploration devront se révéler concluants pour que la mise en valeur du bassin se poursuive.

Toutes les parties s'entendent pour dire que le bassin continue de présenter des caractéristiques géologiques très intéressantes et qu'un certain nombre de puits seront forés au cours des deux prochaines années. Cependant, il convient de noter que les perspectives de mise en valeur d'autres sources d'approvisionnement sont incertaines à l'heure actuelle. Pour cette raison, il sera difficile de développer de nouveaux grands marchés de gaz naturel dans les Maritimes, notamment dans l'Île-du-Prince-Édouard.

Enjeux propres à chaque province

Outre les questions ci-dessus, chaque province est aux prises avec ses propres enjeux. Par exemple, en vertu de la réglementation en vigueur en Nouvelle-Écosse, les sociétés de distribution ne peuvent poser de canalisations sous l'accotement des routes sans une autorisation spéciale. Le substrat rocheux de la province étant situé à faible distance de la surface du sol, il est coûteux de creuser pour installer des canalisations dans de nouvelles emprises. En permettant aux sociétés d'utiliser les aires dégagées

en bordure de route, on les aiderait à réduire considérablement leurs coûts tout en favorisant la construction de nouvelles installations. Afin de mieux comprendre les enjeux liés à l'aménagement de réseaux de distribution locaux, Heritage Gas a conclu des protocoles d'entente avec les municipalités désireuses d'obtenir du gaz naturel.

Il existe un fort degré d'incertitude au Nouveau-Brunswick en ce qui concerne les besoins énergétiques futurs de la province en raison, en partie, de l'avenir incertain de la centrale nucléaire de Pointe Lepreau. On ne peut donc prédire avec certitude les quantités de gaz qui seront nécessaires pour produire de l'électricité. Énergie Nouveau-Brunswick a été restructurée en date du 1er avril 2003 et, en vertu de nouvelles règles, la construction de centrales électriques indépendantes est maintenant autorisée. Toutefois, la demande pour de l'énergie supplémentaire ne pourra être précisée jusqu'à ce que la situation de la centrale de Pointe Lepreau soit éclaircie, ce qui aura vraisemblablement un effet de dissuasion sur les investissements dans des centrales électriques alimentées au gaz naturel.

Le Nouveau-Brunswick voudrait construire des installations pipelinières dans le Nord-Est et le Nord-Ouest de la province, mais la question est de savoir si ces marchés peuvent être approvisionnés de façon rentable. Pour justifier la construction de ces installations, il faudrait que la capacité retenue par contrat soit suffisante. Un apport en capital à titre « d'aide à la construction » pourrait être nécessaire afin d'assurer que les nouvelles installations n'entraîneront pas de conséquences fâcheuses pour les expéditeurs existants. La province a indiqué qu'elle envisageait une aide à la construction pour appuyer l'aménagement de ces installations.

M&NP et nombre d'expéditeurs utilisant actuellement ses installations ont dit craindre que le coût des installations Nord-Ouest proposées résulte en une augmentation substantielle des droits exigés des expéditeurs. Soulignant l'importance de la compétitivité de M&NP, ils redoutent que si les droits de M&NP sont supérieurs à ceux de ses concurrents, les producteurs recevront des signaux de prix négatifs, ce qui pourrait favoriser la construction d'un pipeline concurrent qui contournerait les installations de M&NP et qui s'étendrait jusqu'à son marché d'ancrage, dans le Nord-Est des États-Unis. Un tel scénario, s'il se réalisait, aurait des effets nuisibles sur les marchés intérieurs puisque les clients établis le long de ce réseau n'auraient pas accès à ces nouveaux approvisionnements extracôtiers.

M&NP avance que les latéraux les plus rentables ont déjà été construits. La prochaine série de latéraux ciblera des charges moins volumineuses de sorte que la rentabilité des projets deviendra de plus en plus problématique.

Maritime Electric doit prévoir les besoins en électricité futurs de la province.

L'Île-du-Prince-Édouard, qui prévoyait avoir accès à des approvisionnements provenant du projet Deep Panuke d'EnCana, envisageait de construire une centrale électrique alimentée au gaz naturel. Or, EnCana a annoncé qu'elle avait décidé de passer son projet en revue afin d'en améliorer les perspectives économiques. Cette décision fait en sorte qu'il est difficile pour Maritime Electric de prévoir les besoins en électricité futurs de la province. La société examine actuellement les choix qui se présentent à elle, y compris la possibilité de construire une centrale électrique alimentée au mazout qui pourrait être convertie ultérieurement au gaz naturel.

Enjeux liés au transport

En règle générale, les acheteurs canadiens sur le marché des Maritimes ont été en mesure de passer des contrats d'approvisionnement et de transport pour satisfaire à leurs besoins à long terme. Certaines parties ont donné à entendre que des contrats ont été passés pour des quantités excessives, peut-être du

fait que des clients canadiens tentent de se conformer aux exigences de la Politique sur les latéraux. D'autres estiment toutefois que les quantités contractuelles excessives sont peut-être dues aux fluctuations saisonnières des besoins ou à des clients qui cherchent à combler des besoins à long terme.

Selon les utilisateurs finals, la souplesse de M&NP en ce qui concerne les points de livraison et l'accès au marché d'exportation est une condition importante pour la bonne gestion des engagements fermes à long terme en matière d'approvisionnement et de transport. Il s'agit là d'un aspect très important du marché, et nombre de participants ne sauraient plus s'en passer. Par exemple, si l'Île-du-Prince-Édouard ne pouvait revendre son gaz excédentaire et sa capacité de transport superflue sur le réseau de M&NP, le projet ne serait plus rentable.

Les acheteurs canadiens ont souligné que la souplesse de M&NP et l'accès au marché d'exportation est une condition importante pour la bonne gestion des approvisionnements et du transport.

D'autres questions sont également source de préoccupations. Les petits consommateurs de gaz allèguent que de nombreux aspects du marché du gaz naturel dans les Maritimes ne leur sont pas très favorables. Par exemple, ils ont donné à entendre que la structure tarifaire de M&NP est plus à l'avantage des grands utilisateurs du réseau de transport et qu'elle n'a pas la souplesse nécessaire pour répondre à leurs besoins. Un certain nombre d'utilisateurs finals et de commercialisateurs sans capacité de stockage utilisent le pipeline pour équilibrer leurs charges quotidiennes. Quelques-uns ont donné à entendre que peu d'écarts étaient admis et que les pénalités étaient sévères. Selon eux, il y aurait lieu pour les sociétés pipelinières d'offrir un service de stationnement et d'emprunt. M&NP a souligné qu'elle avait exceptionnellement admis un grand nombre d'écarts au tout début de son exploitation pour que les clients puissent se familiariser avec l'incidence de leurs activités sur le tarif de la société. Bien qu'elle ait resserré ses exigences, M&NP estime que ses charges compensatrices se comparent favorablement à celles d'autres sociétés pipelinières. Par ailleurs, certaines parties avancent que les renseignements fournis par M&NP ne répondent pas aux besoins de tous les types d'expéditeurs et que les modalités tarifaires de la société semblent trop rigides, surtout pour ce qui concerne le marché de détail. Selon un intervenant, la société devrait offrir plus de renseignements sur les activités des clients, comme ceux que l'on retrouve sur le site Web d'autres sociétés pipelinières.

Établissement des prix du gaz naturel

Dans les Maritimes, les possibilités de détermination des prix à l'échelle locale sont limitées par la taille du marché et son récent développement. Toutefois, un certain nombre d'interconnexions de gazoducs avec des points d'établissement des prix situés dans des marchés liquides d'aval, dans le Nord-Est des États-Unis, jouent un rôle indirect dans la détermination des prix. Selon certains intervenants, jusqu'à ce que de nouvelles sources d'approvisionnement soient disponibles, les prix du gaz pourraient être déterminés en fonction de volumes et de transactions en nombre limité. La plupart des intervenants estiment que la question de la transparence des prix se résoudrait au fur et à mesure du développement du marché.

Les possibilités de détermination des prix à l'échelle locale sont limitées par la taille du marché. Toutefois, un certain nombre d'interconnexions de gazoducs avec des points d'établissement des prix situés dans des marchés liquides d'aval, dans le Nord-Est des États-Unis, jouent un rôle indirect dans la détermination des prix.

Pour la plupart des intervenants, la détermination des prix ne pose pas de problème étant donné que les renseignements dont ils ont besoin sont facilement accessibles. Toutefois, une minorité d'intervenants ont émis des réserves quant à la transparence des prix qui, selon eux, est parfois insuffisante et ne permet pas de comprendre comment les prix sont déterminés sur le marché local.

Bien qu'ils se disent préoccupés par le degré plus faible de liquidité et de transparence des prix, on peut présumer qu'il s'agit davantage d'une question d'équité des prix plutôt que de détermination des prix.

Ainsi, quelques intervenants ont souligné que les niveaux de production du projet SOE imposent des contraintes quant à l'établissement des prix sur le marché intérieur. On s'attend à ce que la productibilité soit serrée jusqu'à l'entrée en service du champ gazier Alma, qui est prévu pour la fin de 2003. Entre-temps, pour soutenir la viabilité de M&NP, les consommateurs canadiens tentent de racheter du gaz ayant déjà fait l'objet d'ententes de transport à long terme aux États-Unis. En l'occurence, ils sont tenus de rembourser le vendeur pour la capacité de transport retenue sur le tronçon américain du pipeline de M&NP qui, autrement, serait irrécupérable. Par conséquent, les acheteurs du marché intérieur cherchant à obtenir des approvisionnements supplémentaires ne peuvent négocier des prix fondés sur les rentrées nettes et doivent payer le plein prix de Boston, y compris les frais de transport aux États-Unis. Certains intervenants ont toutefois signalé que les expéditeurs qui exportent du gaz naturel au États-Unis n'ont pas tous retenu des services de transport garanti sur le tronçon américain du pipeline de M&NE de sorte qu'on ne peut justifier un prix fondé sur les rentrées nettes égal au plein prix de Boston.

Il est plus coûteux de gérer les approvisionnements et le transport sur une base unitaire lorsque les volumes sont petits. Nombre d'intervenants ont souligné qu'il s'agit d'une sérieuse entrave au développement d'un marché de distribution du gaz dans les Maritimes. De plus, il est fort probable que les acheteurs de petites quantités de gaz irrégulières sont entièrement exposés à la volatilité des prix sur le marché au comptant.

5.2 Retombées économiques

Les retombées économiques locales d'un projet de développement d'une industrie primaire suscitent beaucoup d'intérêt. Qu'il soit possible d'offrir du gaz naturel aux consommateurs représente un avantage certain; toutefois, il ne s'agit pas du seul avantage ni, vraisemblablement, du plus important.

Qu'il soit possible d'offrir du gaz naturel aux consommateurs ne représente pas le seul avantage ...

Le projet SOE (trois milliards de dollars) est le plus important projet de mise en valeur du genre jamais réalisé au Canada. Depuis le début des travaux de construction en 1998, il a procuré 10 millions d'heures de travail en Nouvelle-Écosse. Par surcroît, plus de 1 700 sociétés néo-écossaises ont bénéficié de contrats valant près de 1,6 milliard de dollars, ce qui représente approximativement 54 % des dépenses que l'on prévoit engager pour ce projet.

Selon le Conseil économique des provinces de l'Atlantique, 77 % des investissements effectués dans la région au cours des cinq dernières années résultent de projets gaziers et pétroliers extracôtiers et de projets connexes dans les secteurs des réseaux de distribution et des installations industrielles.

Un récent sondage de l'Association canadienne des producteurs pétroliers révèle que les entreprises de services et d'approvisionnement de la région ont encaissé plus de 900 millions de dollars en 2001 alors qu'aucun grand projet de mise en valeur n'avait été mis en œuvre pendant l'année. Le projet Terra Nova était au stade de la mise en service tandis que les travaux de construction dans le cadre des projets White Rose et Sable (deuxième volet) n'avaient pas encore commencé. Le sondage indique également que plus de 4 800 entreprises du Canada atlantique ont fourni des biens et des services à l'industrie entre 1996 et 2001. Les entreprises de St. John's et de Halifax ont exécuté un grand nombre de ces contrats, mais les localités plus petites d'Antigonish, de Yarmouth, de Grand Falls et de Clarenceville en ont passé de nombreux elles aussi. Plus de 1 000 entreprises du Nouveau-Brunswick et de l'Île-du-Prince-Édouard figuraient sur la liste des fournisseurs.

Résumé

Il est clair que la conjoncture du marché ainsi qu'un certain nombre de facteurs contextuels ont limité le développement rapide du marché du gaz naturel dans les Maritimes. Cela représente tout un défi pour les producteurs de gaz naturel de s'approprier une part du marché des combustibles que prisent les consommateurs. Par surcroît, les prix du gaz naturel en Amérique du Nord ont été plus élevés que prévu depuis que le projet SOE est entré en production. Étant donné le prix du gaz par rapport à celui des autres combustibles et les capitaux qui doivent être investis dans les infrastructures gazières, certains consommateurs estiment que le gaz ne présente pas un avantage économique suffisant pour qu'on le substitue à d'autres combustibles. Le gaz naturel est plus rentable lorsque de gros volumes sont transportés et utilisés en raison de l'importance des capitaux que nécessitent les infrastructures. Il n'est donc pas surprenant de constater que les principaux utilisateurs de gaz naturel dans les Maritimes sont de grandes entreprises industrielles comme Irving Oil, NSPI, J.D. Irving, Bayside Power L.P., et Stora Enso.

Afin d'éviter les effets négatifs sur les consommateurs existants et d'assurer la compétitivité du gaz livré dans les Maritimes, le développement futur du marché devra reposer sur un juste équilibre entre le désir d'offrir des services de gaz naturel dans de nouveaux marchés et la viabilité économique des installations requises. Sans la mise en valeur de nouvelles sources d'approvisionnement, le développement du marché sera limité.

GLOSSAIRE

Btu (unité thermique britannique)	Un Btu correspond à la quantité de chaleur nécessaire pour élever de un degré Fahrenheit la température d'une livre d'eau.
Capacité	Quantité de gaz naturel qui peut être produite, transportée, stockée, distribuée ou utilisée au cours d'une période donnée.
Carrefour	Lieu où un grand nombre d'acheteurs et de vendeurs négocient le gaz naturel et où celui-ci peut être physiquement livré.
Charge	Quantité de gaz naturel livrée ou nécessaire à un ou plusieurs points donnés d'un réseau.
Client garanti	Client pour lequel la demande contractuelle est réservée et à qui le fournisseur est tenu d'assurer le service.
Clients résidentiels	Partie du marché du gaz naturel constituée de logements privés et de grands complexes résidentiels comportant des logements munis de compteurs individuels.
Cogénération	Utilisation d'une seule source de combustible pour produire à la fois de l'électricité et de l'énergie thermique.
Concession	Instrument accordant à un producteur le droit d'effectuer des activités de forage, de production et d'aliénation liées au pétrole et au gaz naturel sur les terres décrites dans cet instrument.
Contournement	Livraison de gaz naturel à un utilisateur final à partir directement d'un gazoduc sans faire passer le gaz par le distributeur local habituel de l'utilisateur final.
Contrat bilatéral	Entente commerciale conclue à titre privé entre deux parties.
Courtier	Particulier ou société indépendante rapprochant les vendeurs et les acheteurs.
Courtier-producteur	Entreprise qui regroupe un certain nombre de fournisseurs.
Déchets de bois	Produits combustibles comprenant de l'écorce pulvérisée, des sciures de bois, des copeaux, du bois d'œuvre de qualité inférieure et des rejets provenant de l'exploitation des usines de pâte à papier, des scieries et des usines de contreplaqué.

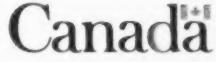
Différentiel de prix	Écart de prix du gaz existant entre deux points d'échange.
Droit timbre-poste	Tarif de transport s'appliquant à une zone ou une région donnée (correspondant à une importante partie du réseau de pipeline) plutôt qu'à la distance réelle de transport.
Équilibrage	Égalisation du volume de gaz tiré d'un réseau de pipeline par les volumes de gaz, ou les quantités réservées par contrat, injectés dans le pipeline. Des pénalités peuvent être imposées pour les déséquilibres de transport qui dépassent les tolérances précisées.
Exploitant	Partie contrôlant les activités physiques et l'entretien d'un pipeline, d'un puits ou d'une autre installation.
Force majeure	Force supérieure ou irrésistible qui excuse un défaut d'exécution; événement hors de la volonté de la partie excusée qui n'est causé ni par la faute ni par la négligence de cette dernière.
Interfinancement	Condition qui résulte lorsqu'un groupe de consommateurs doit payer des prix plus élevés afin qu'un autre groupe puisse bénéficier de prix moindres.
Joule	Unité d'énergie correspondant au travail (déplacement d'énergie) effectué en une seconde par un courant de un ampère à une différence de potentiel de un volt. Un watt est égal à un joule par seconde.
Latéral	Pipeline qui se branche à la partie centrale et principale du réseau.
Liquidité	Caractère d'un marché où acheteurs et vendeurs trouvent rapidement la contrepartie de leurs offres.
Marché au comptant	Transactions relatives à un produit qui sont exécutées à brève échéance (p. ex., en deçà de 10 jours) et où la durée du contrat est relativement courte (p. ex., 30 jours).
Marché secondaire	Marché dans lequel les expéditeurs ou les commercialisateurs établissent des contrats avec des parties autres que des sociétés de pipeline à l'égard des services de transport ou de livraison du gaz. Ce marché n'est pas assujetti à la réglementation.
Mazout de chaudière	Combustibles convenant à la production de vapeur ou d'eau chaude dans une importante installation industrielle ou une centrale électrique.
Mesures de précaution	Fait de prendre des dispositions pour assurer d'autres approvisionnements en gaz, ou d'autres paiements, au cas où la principale source de gaz serait en défaut.

Opérations de couverture	Opérations permettant de protéger un investissement des risques de perte en cas de fluctuation des prix. Les opérations de couverture consistent à protéger une transaction par une autre transaction.
Point de livraison	Emplacement où le droit de propriété lié au gaz naturel passe d'une partie à une autre, aucune des deux n'étant le consommateur final. Le point de livraison est l'emplacement où les pipelines livrent le gaz naturel aux sociétés de distribution locale.
Point de livraison de remplacement	Emplacement de réception ou de livraison du service garanti, à l'exception des principaux points de livraison indiqués dans un contrat, où un expéditeur du service garanti peut prévoir la réception ou la livraison de gaz.
Prix lié aux rentrées nettes	Prix unitaire payé par un consommateur, ou touché par un vendeur, correspondant au prix du marché en aval moins les frais de livraison du gaz naturel sur le marché.
Réserves	Gaz naturel dans des formations souterraines naturelles situées dans des puits, des champs ou des gisements.
Secteur commercial	Ensemble des établissements qui ne se livrent pas à des activités de fabrication, notamment les hôtels, les motels, les restaurants, les entreprises de gros, les magasins de détail, les établissements de santé et d'enseignement ainsi que les services sociaux.
Secteur industriel	Se dit en général de l'ensemble des entreprises de fabrication, de construction, d'exploitation minière, d'agriculture, de pêche et de foresterie.
Service de vente groupé	Vente ou transport de gaz naturel à un taux donné, qui ne distingue pas les taux afférents aux services de vente, de transport, de stockage ou de rassemblement associés à une telle vente ou à un tel transport.
Service garanti	Service assuré aux clients aux termes de barèmes ou de contrats qui ne prévoient aucune interruption de service, sauf dans les cas de force majeure.
Service interruptible	Service gazier assuré au client, mais qui peut être interrompu en fonction d'approvisionnements limités ou de restrictions de capacité de réseau.
Services séparés	Vente et tarification de services énergétiques séparément par opposition à l'offre de services « groupés » comportant un prix forfaitaire pour l'ensemble. Avec la séparation, des frais distincts sont imposés pour chaque service.

Société de distribution locale (SDL)	Entité qui est propriétaire d'un réseau de distribution pour la distribution locale de gaz naturel ou d'énergie aux utilisateurs finals.
Stationnement et emprunt	Stockage ou emprunt de gaz naturel à partir d'un réseau pipelinier, sous réserve des exigences opérationnelles du pipeline.
Stockage	Installation ou réservoir dans lequel est emmagasiné le gaz naturel pendant les périodes de faible demande et dont est soutiré le gaz pendant les périodes de forte demande.
Tarif	Document publié énonçant les barèmes de taux et les conditions générales en vertu desquels un service sera offert.
Transparence des prix	Mesure dans laquelle les prix et les autres aspects des transactions (terme, volume, etc.) peuvent être déterminés ou vérifiés aux points d'échange.
Volumes minimaux	Quantité minimale de gaz naturel livrée ou requise sur une période donnée à un taux uniforme.

LISTE DES PARTIES CONSULTÉES

1. Association canadienne des producteurs pétroliers
2. Atlantic Gas Engineers
3. Atlantic Institute of Market Studies
4. Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick
5. Duke Energy Marketing Limited Partnership
6. Emera Energy Inc.
7. Emera Inc.
8. Enbridge Atlantic Energy Services
9. Enbridge Gas New Brunswick
10. EnCana Corporation
11. GasWorks Energy Corporation
12. Heritage Gas
13. Irving Energy Services Limited
14. J.D. Irving Limited
15. Marathon Canada Limited
16. Maritime Electric Limited
17. Maritimes and Northeast Pipeline Management Limited
18. Ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse
19. Ministère des Ressources naturelles du Québec
20. Ministère des Ressources naturelles et de l'Énergie du Nouveau-Brunswick
21. Nova Scotia Power Inc.
22. Nova Scotia Utility and Review Board
23. Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers
24. Pétrolière Impériale Ressources Limitée
25. Prince Edward Island Energy Corporation
26. Régie de l'énergie du Québec
27. Shell Canada Limitée
28. Société d'énergie du Nouveau-Brunswick
29. Société d'énergie Talisman Inc.
30. Stora Enso North America


Canada